

石油科技周报

2022年第 10 期 (总第 758 期)

(每周三出版) 2022. 03. 23

目 录

■ 科技管理、政策及综合	6
◆ 国资委召开推动中央企业高质量参与共建“一带一路”暨RCEP培训启动	6
◆ 国家碳达峰碳中和标准化总体组成立	6
◆ 3月上旬液化石油气环比上涨17.4% 液化天然气下降4%	7
◆ 统计局：在保障国内能源供给方面还有很多有利条件	7
◆ 中国石油集团召开新冠肺炎疫情防控工作领导小组会议	8
◆ 规划总院软科研“硬核”支持集团决策	8
◆ 中国石油CCUS产业规模化发展驶入快车道	9
◆ 塔里木油田为CCUS再添技术利器	10
◆ 塔里木油田向西气东输供气突破三千亿方	10
◆ 西南油气田围绕三条主线强化保障措施	11
◆ 中国石化——在端牢能源饭碗上再立新功再创佳绩	12
◆ 胜利油田稠油地下裂解改质技术取得突破	13
◆ 胜利油田注水井测调信号传输系统获国家专利	14
◆ 河南油田复合增注技术增产创效	14
◆ 我国原油对外依存度下降并非拐点出现	14
◆ 中国石油油气开发高质量发展专题报道（七）	16
◆ 中国石油油气开发高质量发展专题报道（八）	17
■ 油气勘探	20
◆ 中国石油勘探开发国际化再获突破	20
◆ 大庆外围转变注水方式增效挖潜	20
◆ 长庆油田交出天然气保供“温暖答卷”	21
◆ 塔里木油田推动国内石油装备自立自强	22
◆ 塔里木油田数字化油田全面建成	23
◆ 青海油田“七个杜绝”密织安全防控网	24
◆ 青海涩北气田科技攻关打造开发样板	24
◆ 青海油田：无人机巡航技术亮相柴达木地震勘探	25
◆ 辽河油田低成本物联网建设推进数字化转型	26
◆ 辽河油田茨榆坨采油厂：拣出效益“金豆子”	27
◆ 吉林油田保障供气安全顺畅精准布控	29
◆ 吉林油田着力升级CCUS2.0版融合新能源构建智慧化	29
◆ 华北油田鼓励科研人员到一线“沾泥土”	30

◆ 华北油田全线发力打造提质增效“升级版”	31
◆ 大港油田数智决策实现两级联动	32
◆ 吐哈油田严把物资采购和产品质量关	33
◆ 玉门油田酒东作业区科学施策提升单井产量	33
◆ 中国石化——西北油田完井新工艺支撑碎屑岩油藏突破	34
◆ 西北油田精准控水 老区块点亮新希望	34
◆ 西南采一做好管理提升“大”文章	35
◆ 河南油田新型物理解堵技术增产创效	36
◆ 河南油田“一线一策”让老油田重焕青春	37
◆ 普光气田即将迎来投产以来首次停产技改检修	37
◆ 东胜气田打响上产“四大战” 实现首季开门红	37
◆ 江苏油田首口应用速度管工艺气井投产成功	39
◆ 上海海洋石油局以“4321”模式开展安全管理	40
◆ 中国海油——渤海油田累产油气超5亿吨	41
◆ 南海东部天然气累产超500亿方	42
◆ 延长石油——勘探公司数字化建设助力提质增效	42
◆ 勘探公司项目建设激战正酣 百亿方气田加快崛起	43
■ 钻井测井	44
◆ 中国石化——胜利东辛优化封堵莱36斜更31井获高产油流	44
◆ 胜利东辛作业区精细施策营87侧斜68井获高产	44
◆ 胜利东辛作业区多举措筑牢绿色作业屏障	44
◆ 胜利西南工程兴页3井水平段施工创出高水平	45
◆ 胜利技检中心通过国家特种设备检验资质评审	45
◆ 胜利油田生物联姻化学提高协同增油能力	46
◆ 中原油田胡7-295侧1井获高产油流	47
◆ 中原石油工程西南工区两口井提速提效明显	47
◆ 华北油气：大牛地气田第15口单井累产破亿	47
◆ 华北油气：大牛地气田太2气藏加密水平井显示创新高	47
◆ 经纬公司华北测控完成牛101-1井施工任务	48
◆ 经纬公司彭州6-6D井刷新西南油气三项新纪录	48
◆ 中国石油——长城钻探新型尾管固井水泥头成功应用	49
◆ 长城钻探钻井一公司延伸市场战线提质提效	49
◆ 长城钻探压裂公司打出低碳节能组合拳	50
◆ 渤海钻探第一固井公司冀东项目部为甲方提供优质技术服务	51
◆ 渤海钻探录井二公司谋定后动市场创效多点开花	51
◆ 东方物探西安物探装备分公司着力青年员工培养	52
◆ 东方物探加快推进世界一流创新型企业建设纪实	52
◆ 大庆钻探全面实现废弃钻井液不落地	53
◆ 川庆钻探长庆钻井总公司“党建+”管理模式激发新活力	54
◆ 川庆钻探：长庆固井公司细化方案让“生命之井”长寿	55
◆ 西部钻探固井公司成功应用远程无线电磁流量计	56
◆ 西部钻探推行单井经营模式观察	56
■ 海外勘探及工程	58
◆ 中国石化——国勘公司：携手知识共享 共促国际化能力提升	58

◆ 国勘公司：英国北海项目Piper G井日产原油5200桶	58
◆ 国勘公司：坚持体系思维 提升HSE管理水平	59
◆ 中国石化船用油登上希腊超大型油轮	59
◆ 十建阿曼炼油项目对标提升赋能工程建设	60
◆ 海外故事 郑勇：甘做海外项目建设的螺丝钉	60
◆ 海外故事 排查质量隐患的“大头兵”	61
◆ 海外故事 工地上的“巡逻警察”	62
◆ 中国石油——东方物探获驻巴中资企业“最佳社会公益奖”	63
◆ 大庆钻探科技攻关保障伊拉克服务市场	64
◆ 渤海钻探录井通信新技术闪亮海外	65
◆ 中油测井中标阿尔及利亚项目	65
◆ 宁夏石化完成哈国PKOP项目任务	66
◆ 宝石机械修井机科威特获赞	66
◆ 长城钻探井下作业公司南苏丹项目GW66队智鹏工作小记	66
◆ 中油测井解释评价技术服务海外油气藏研究纪实	68
◆ 管道局承建的孟加拉国“梦想之桥”管道项目机械完工	69
■ 非常规油气及勘探技术	70
◆ 姜鹏飞到川东北、重庆片区现场开展工作调研	70
◆ 西南油气田公司：致密气稳产有方！	74
◆ 西南油气田公司：致密气低压气藏取得重要进展22.32万方！	75
◆ 西南油气田公司：金秋气田金浅8井区8号砂组再获高产38.27万方！	75
◆ 国内最高含硫整装气田开发全面转入实施阶段	75
◆ 西南油气田公司致密气提质增效“再升级”	76
◆ 西南油气田公司：铜锣峡储气库首次商业调峰采气圆满收官	77
◆ 浙江油田：汪鉴定到西南采气厂调研指导工作	78
◆ 浙江油田开展劳动竞赛推动油气上产	79
◆ 煤层气公司“大质量观”提升质量管理水平	79
◆ 中国石化——涪陵气田技术改造减少碳排放	80
◆ 涪陵页岩气田泰页1-3HF井钻井刷新6项纪录	80
◆ 江汉井下测试元坝15井试油气测试点火成功	81
◆ 江汉石油工程井下复兴区块首次含凝析油气井进站试气试验成功	82
◆ 西南油气低伤害建井助低效储层提档升级	82
◆ 西南油气采气二厂页岩油井净化气装置见成效	83
◆ 西南油气两个三维采集项目通过竣工验收	83
◆ 西南工程连续5年通过国家CNAS权威认可	84
◆ 川西气田地面工程开工	84
◆ 西南固井擦亮页岩气工区铁军旗帜	84
◆ 页岩油藏CO ₂ 提高采收率技术现状及展望	86
1、页岩油藏 CO ₂ 提高采收率技术研究概况	87
2、页岩油藏 CO ₂ 提高采收率技术存在的挑战	88
3、我国页岩油藏 CO ₂ 提高采收率发展前景	91
4、结论	93
◆ 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油效益开发探索与实践	94
1、勘探概况	95

2、页岩油开发探索历程	96
3、页岩油效益开发关键技术探索	98
4、页岩油效益开发管理举措	106
5、结论	107
■ 油气储运	107
◆ 国家管网西气东输32亿方天然气为河南“送温暖”	108
◆ 输气量超200亿立方米 中国最大天然气枢纽站完成今冬保供任务	108
◆ 国家管网西气东输长沙输气分公司完成冬季保供任务	109
◆ 我国储气库建设实现原创技术突破	110
◆ 南疆利民管网互联互通重点工程投运	112
◆ 辽河储气库群圆满完成本轮采气任务	112
◆ 大港油田储气库群：全方位优化运行 去冬今春采气近20亿方	113
◆ 管道局：阿布扎比原油储罐维护项目T1517罐试压成功	113
◆ 管道设计院中标三新伊天然气管道勘察设计采购项目	114
◆ 管道局：广西支干线湘江大开挖穿越工程主体焊接完工	114
◆ 天然气销售公司全线发力保障春耕农资生产用气	114
◆ 中国石化——天然气分公司38项重点措施高质量开展主题行动	116
◆ 天津LNG接收站开展“锁定生态站场 助力‘双碳’目标”植树节活动	116
◆ 延长石油——燃气集团圆满完成去冬今春天然气保供任务	117
◆ 燃气集团向杨凌示范区管委会捐赠100万元防疫物资	118
◆ 管道公司：一项填补国内空白的检测技术诞生记	118
■ 炼油化工	121
◆ 上海石化常压储罐内浮顶改造完成	121
◆ 茂名石化浆态床渣油加氢装置迎来首次大修	122
◆ 天津石化把握时机特储煤降本增效显著	122
◆ 扬子石化首船液化气顺利水路出厂	122
◆ 扬子石化流量计量检定系统完成智能化升级改造	123
◆ 扬子石化践行绿色停车回收PTA物料150吨	123
◆ 长岭炼化稳步推进至长沙航煤管输项目建设	124
◆ 长岭炼化多举措降低蒸汽消耗	124
◆ 长岭炼化“一提一降”节约装置用电	125
◆ 塔河炼化2号系列装置首次开展四年一修	125
◆ 塔河炼化“四抓管理”保产品质量	125
◆ 塔河炼化从细节里“抠”能耗	127
◆ 中安联合丁烯-1项目最大塔器设备运抵现场	128
◆ 中安联合1号汽轮发电机组连续运行突破700天	128
◆ 沧州炼化自控率提升至99.5%以上	128
◆ 沧州炼化食品级硫黄销量4年突破3万吨	129
◆ 川维化工危废资源化减量化取得明显成效	129
◆ 川维化工DCS报警优化管理见成效	129
◆ 化销华东助力上海石化打造创效拳头产品	130
◆ 化销华南完成合作伙伴走访授牌工作	130
◆ 化销华北助力客户产出国内最薄BOPP薄膜	131
◆ 中韩石化化学水装置节能降耗打出组合拳	131

◆ 北海炼化2号柴油加氢多措并举节能效果显著	132
◆ 南阳能化公司持续提升节水减排能力	132
◆ 巴陵石化数字赋能加快建设智慧工厂	132
◆ 中国石油——大庆石化紧盯市场需求热销航煤	133
◆ 大庆石化每袋尿素都有“身份证” 助农田土肥苗壮增产增收	134
◆ 抚顺石化检测新法支撑产品质量升级	135
◆ 兰州石化保供医用料支援甘肃抗疫	135
◆ 独石化：需求导向 提升服务品质	136
◆ 四川石化航煤产品川渝地区全覆盖	136
◆ 辽阳石化精益管理提升治理能力	137
◆ 锦州石化“四个突出”稳运行提效益	137
◆ 辽河石化提升应变能力加强防范	138
◆ 辽河石化专家工作室铺就人才“星光大道”	138
◆ 乌石化开足马力提供优质化肥	139
◆ 延安石油——炼化公司春耕生产“四步走”	140
◆ 延安能化公司又出新产品啦叮！	141
◆ 销售公司：全力推进“大关中”市场开发	141
◆ 产品经销、延安能化公司“走出去”促销占市场	142
■ 安全环保	142
◆ 中国石油持续推动国土绿化扮靓美丽中国	142
◆ 西南油气田永川作业区多举措筑牢安全生产防线	143
◆ 大港油田做增绿降碳先行者	144
◆ 川庆钻探长庆监督公司把好“三关”促生产	144
◆ 锦西石化织牢化冻“防护网”	145
◆ 运输公司沙运司人人争做安全“吹哨人”	145
◆ 大港油田原油运销公司：废弃泥浆的“绿色转身”	146
◆ 中国石化——江汉环保取得两项环保专业资质证书	147
◆ 安庆石化“小手术”解决环保装置大问题	147
◆ 长岭炼化多举措强化雨季水体保护	148
◆ 沧州石油开辟绿色通道助力防疫攻坚	148
◆ 吉安石油再次获评全市消防工作先进单位	149
◆ 来宾石油开展“体检问诊”确保商品质量安全	149
◆ 三明石油双重预防机制成政府安全样板	150
◆ 海外故事 海外项目硬核安全官	150
■ 物资装备	152
◆ 中国石油建成首个高性能非金属管材研发平台	152
◆ 宝鸡钢管：质量过硬 严守精品理念	153
◆ 渤海装备油气输送产品热销 签约额同比增长229%	153
◆ 华北荣盛公司合作研发行业首套新型智能化钻井探测器	154
◆ 中国石化——石化机械四机公司热加工厂开展设备安全专项检查	154
◆ 石化机械加快建设氢能装备制造基地	155

■ 科技管理、政策及综合

◆ 国资委召开推动中央企业高质量参与共建“一带一路”暨RCEP培训启动

专题会议

为深入贯彻落实习近平总书记在第三次“一带一路”建设座谈会、中央经济工作会议上的重要讲话精神，部署新形势下共建“一带一路”重点工作，3月10日，国资委召开推动中央企业高质量参与共建“一带一路”暨RCEP培训启动专题会议。国资委党委委员、副主任谭作钧出席会议并讲话。

会议要求，各中央企业要深入学习领会习近平总书记重要讲话精神，进一步增强推动共建“一带一路”高质量发展的政治自觉、思想自觉、行动自觉。要立足新形势，落实好“五个统筹”，持之以恒推动共建“一带一路”高质量发展。要共建安全之路，健全风险防控体系，防范化解重点领域风险。要共建高质量发展之路，大力夯实发展根基，积极拓展合作新领域，打造一批“小而美”工程。要共建合规廉洁之路，锻造合规经营长效机制，加大跨境腐败治理力度，坚决守住底线红线。

为指导中央企业主动对接用好国际规则，会议邀请商务部研究院袁波副所长对RCEP规则及对企业影响进行讲解。后续，国资委将进一步就RCEP有关重点领域组织系列专题培训。

国资委推进“一带一路”建设工作领导小组成员，各中央企业有关负责同志参加会议。

◆ 国家碳达峰碳中和标准化总体组成立

3月9日，国家标准化管理委员会发出成立国家碳达峰碳中和标准化总体组的通知，并公布了总体组的组长、副组长、顾问以及专家成员43人名单。

据了解，国家碳达峰碳中和标准化总体组组长为全国人民代表大会常务委员会委员、环资委副主任委员，中国工程院原副院长、中国工程院院士赵宪庚；副组长有4名，分别是北京工业大学党委副书记、校长，中国工程院院士聂祚仁；中国标准化协会理事长、研究员于欣丽；国家发改委资源节约与环境保护司副司长赵鹏高；中国标准化研究院副院长李治平。

顾问包括中国工程院原副院长、中国工程院院士杜祥琬等5人。专家包括中国技术经济学会专委会主任、研究员马林聪等34人。

通知明确，国家碳达峰碳中和标准化总体组负责提出构建我国碳达峰碳中和标准体系的建议，指导开展国家标准(标准样品)制定、标准应用实施、标准国际化，协调相关标准的技术建议，为碳达峰碳中和有关标准(标准样品)技术一致性提供支持。

国家碳达峰碳中和标准化总体组要按照《标准化总体组建设工作指南》有关要求，探索形成有效的工作机制和模式，不断总结经验，努力推动有关工作落到实处，发挥好标准化在实现碳达峰碳中和目标中的基础性、引领性作用。

◆ 3月上旬液化石油气环比上涨17.4% 液化天然气下降4%

中新财经3月14日电 国家统计局官网14日公布数据，据对全国流通领域9大类50种重要生产资料市场价格的监测显示，2022年3月上旬与2月下旬相比，37种产品价格上涨，12种下降，1种持平。

其中，3月上旬液化石油气价格上涨17.4%，液化天然气价格下降4%。

◆ 统计局：在保障国内能源供给方面还有很多有利条件

国家统计局15日公布数据显示，1—2月份，规模以上工业主要能源产品生产均有不同程度增长。与上年12月份比，原煤、原油、天然气生产增速加快，电力生产由降转升。

“由于地缘政治的变化，全球大宗商品价格影响比较明显，国内输入性通胀的压力可能会增加。”国家统计局新闻发言人、国民经济综合统计司司长付凌晖表示，“尽管面临这些问题，但也要看到，我们在保障国内能源供给方面还有很多有利条件。从去年四季度以来，持续加大大宗商品保供稳价的力度，国内能源供给稳步增加。从今年1—2月份的情况来看，1—2月份原煤产量同比增长10.3%，发电量增长4%，比去年12月份均明显改善。”

原煤生产较快增长，进口降幅收窄。1—2月份，生产原煤6.9亿吨，同比增长10.3%，增速比上年12月份加快3.1个百分点，日均产量1164万吨。进口煤炭3539万吨，同比下降14.0%，降幅比上年12月份收窄6.9个百分点。

原油生产稳定增长，进口由增转降。1—2月份，生产原油3347万吨，同比增长4.6%，增速比上年12月份加快2.9个百分点，日均产量56.7万吨。进口原油8514万吨，同比下降4.9%，上年12月份为增长20.1%。

原油加工量略有下降。1—2月份，加工原油11301万吨，同比下降1.1%，降幅比上年12月份收窄1.0个百分点，日均加工191.5万吨。

天然气生产保持增长，进口下降。1—2月份，生产天然气372亿立方米，同比增长6.7%，增速比上年12月份加快4.4个百分点，日均产量6.3亿立方米。进口天然气1986万吨，同比下降3.8%，上年12月份为增长4.6%。

电力生产由降转升。1—2月份，发电量13141亿千瓦时，同比增长4.0%，上年12月份为下降2.1%，日均发电222.7亿千瓦时。分品种看，除风电外，火电、水电、核电、太阳能发电不同程度增长。其中，火电同比增长4.3%，水电增长8.2%，核电增长9.6%，太阳能发电增长6.5%，风电下降7.6%。

◆ 中国石油集团召开新冠肺炎疫情防控工作领导小组会议

戴厚良强调：要提高政治自觉、思想自觉和行动自觉，压实“四方”责任 坚决筑牢疫情防线

中国石油网消息（记者孙梦宇）3月15日，集团公司召开新冠肺炎疫情防控工作领导小组第二百七十二次会议，研究部署疫情防控和生产经营工作。集团公司董事长、党组书记戴厚良出席并强调，要深入学习贯彻习近平总书记重要指示精神，认真落实党中央、国务院决策部署，清醒认识疫情防控的严峻形势，坚持“四全”理念，压实“四方”责任，毫不松懈地落实落细疫情防控措施，确保集团公司各项工作平稳有序进行。

戴厚良指出，近期国内疫情多发频发，要高度重视疫情防控工作，深刻认识抓好疫情防控工作的极端重要性和紧迫性，进一步提高抓好疫情防控工作的政治自觉、思想自觉和行动自觉。要克服麻痹思想和厌战心理，坚持更高标准、更严要求，科学周密部署疫情防控工作。要做到全员、全方位、全过程、全天候落实疫情防控措施。坚持以人为本，切实把员工生命安全和身体健康放在首位。抓重点、重点抓，加强预防措施，对重点地区的物资保障工作进行梳理，密切关注海外项目所在国家的政策和疫情防控措施变化，织密织牢防控网。

戴厚良要求，要切实做到疫情防控和生产经营工作两手抓、两不误。进一步压实责任，强化工作统筹、人员管控、场所管理、外防输入、企地联动、境外防疫，配合属地政府落实好重点地区重点领域疫情防控工作，统筹做好疫情防控、油气保供等工作。要做好员工的思想政治工作，关心关爱员工。充分发挥关键时刻各级党组织的战斗堡垒作用和广大党员的先锋模范作用，坚持群众路线，解决员工实际困难，加强重点人群健康关爱，扎实做好疫情防控工作。

会上，疫情防控工作领导小组办公室汇报了有关情况，专业公司汇报了成员企业疫情防控和环保总体情况。集团公司总经理助理杨华、董事会秘书徐新福、安全副总监张明禄，疫情防控工作领导小组成员，总部部门、专业公司等负责同志参加会议。



◆ 规划总院软科研“硬核”支持集团决策

获评集团公司软科学研究优秀课题奖数量名列前茅

中国石油网消息（记者朱钊 通讯员付千也）记者3月17日获悉，规划总院《天然气商业生态圈研究》等12项课题获评2020年至2021年度集团公司软科学研究优秀课题奖，获奖数量在全集团排名第一。规划总院加强软科学研究成效显著，有效发挥了在集团公司决策参谋方面的特色和优势。

近年来，规划总院聚焦能源行业发展大趋势和新技术发展前沿，超前研究新能源、新业态、新模式，提出许多具有创新性、指导性、操作性的措施建议，推动了集团

公司重大决策部署有效实施。课题“氢能产业商业模式和体制机制研究”，提出了针对集团公司氢能业务发展的商业模式与配套体制机制合理建议和靠实措施，对集团公司氢能产业的科学决策具有重要参考价值，被评为集团公司软科学研究优秀课题。

同时，规划总院还长期开展战略规划与生产经营的跨领域、多层次研究工作，实现了战略研究与战术分析的有效衔接，为集团公司打造新优势、实现新发展提供决策支持。课题“瞄准世界一流水平的天然气贸易战略布局和运作策略研究”，对通过发挥天然气贸易作用提升中国石油天然气产业链整体效益具有重要参考价值，被评为集团公司软科学研究优秀课题。

作为集团公司直属的决策支持机构，规划总院持续发挥自身在集团公司软科学研究领域的主力军作用，用软科学研究成果支撑产业规划和运行优化研究工作。2021年，规划总院坚持做强战略规划，完成了集团公司“十四五”总体规划等一系列配套专题研究，为集团公司明确“十四五”发展目标、思路与路径，推动发展战略落实落地提供了高质量支撑；坚持做优运行优化，为集团公司油气两大产业链的运行优化决策提供了上千版的测算方案，带来了数亿元的效益提升，有力支持了油气产业链的提质增效。

◆ 中国石油CCUS产业规模化发展驶入快车道

累计埋存二氧化碳超过450万吨，重点开展“四大工程示范”“六个先导试验”

中国石油网消息（记者陈钦强）3月16日，记者从勘探与生产分公司获悉，中国石油10家油气田已开展11项二氧化碳捕集、利用与封存（CCUS）重大开发试验，二氧化碳年注入能力达到56.7万吨，累计埋存二氧化碳超过450万吨。下一步，中国石油将启动以松辽盆地300万吨CCUS重大示范工程为代表的“四大工程示范”和“六个先导试验”，进一步推动中国石油CCUS产业驶入规模化发展快车道。

中国石油集团党组高度重视CCUS产业发展，将绿色低碳纳入公司发展战略，确定了新能源业务“三步走”总体部署，并将CCUS示范工程作为绿色产业的“六大基地、五大工程”之一重点布局，在理论技术、现场试验、工业应用等方面加速推进CCUS全产业链发展，实现二氧化碳累计埋存量超450万吨，相当于植树4050万棵、270万辆经济型轿车停开一年，为集团公司绿色低碳转型、保障国家能源安全和实现“双碳”目标贡献了新的石油力量。

中国石油CCUS产业起步早，在提高原油采收率和减排降碳上取得了显著成效。早在1965年，大庆油田就率先开展小井距单井组碳酸水试注试验，拉开了中国石油探索二氧化碳驱油（CCUS-EOR）的序幕。1990年开始，吉林油田“接棒”，在新立油田吹响CCUS-EOR全产业链技术攻关和应用试验的冲锋号。如今，在“双碳”战略推动下，中国石油将启动松辽盆地300万吨CCUS重大示范工程，在大庆、吉林、长庆、新疆四个油田重点开展“四大工程示范”，在辽河油田、冀东油田、大港油田、华北油田、吐哈油田、南方勘探开展“六个先导试验”，按下CCUS产业规模化发展“快进键”。

目前，中国石油在CCUS理论技术攻关与现场试验方面均取得重要成果和重大进展。工程技术实现基本配套CCUS全流程。2021年，集团公司CCUS-EOR项目年注入二氧化碳56.7万吨，产油量达20万吨，规模保持国内领先。吉林油田建成国内首座低成本二氧

化碳循环注入站，国内首个安全零排放的CCUS-EOR全流程工业化应用科技示范工程已平稳运行10年，实现了CCUS-EOR项目智能、绿色、高效、安全发展，二氧化碳年埋存能力达到35万吨，累计注气超过225万吨，技术水平达到国内领先、国际先进，形成了CCUS发展的“吉林模式”，走在了国内CCUS产业发展的前列。

依托技术和产业链优势，中国石油CCUS产业化规模化发展的步伐不断加快。2021年，中国石油编制完成《中国石油CCUS-EOR规划部署》方案，完成“四大六小”CCUS工程方案论证，全面展开CCUS技术试验。吉林、大庆等油田CCUS进入工业化试验阶段，形成的二氧化碳减排增效一体化模式受到国内外广泛关注。由中国石油主导的新疆CCUS中心成为油气行业气候倡议组织在全球部署的首批5个CCUS产业促进中心之一。长庆油田在配套建成10万吨级CCUS综合试验站的基础上，进一步制定CCUS中长期发展规划。与此同时，炼化企业在逐步加快碳捕集装置的建设与低成本碳捕集技术攻关。

“十四五”期间，中国石油将加快推进CCUS规模化工业应用专项工程建设，聚焦CCUS规划目标和主要问题开展原创技术攻关，统筹内外部碳源，全面推进CCUS产业化发展，力争2025年CCUS年注入二氧化碳达到500万吨，产油量达到150万吨，为推动实现“双碳”目标作出新的贡献。

◆ 塔里木油田为CCUS再添技术利器

中国石油网3月18日消息（记者王成凯 通讯员刘己全）3月10日，塔里木油田自主研发并申报的《一种预测CO₂气驱油气井井筒结垢趋势的方法》获得国家发明专利，这是塔里木油田在二氧化碳驱结垢趋势预测获得的首个国家发明专利，为碳捕集利用和封存（CCUS）再添技术利器。

2021年初，塔里木油田启动了轮南2TI油组二氧化碳驱油现场试注工作，持续探索攻关深层油藏二氧化碳循环回注、驱油提采与碳埋存协同开发，在大幅度提高油藏采收率的同时实现了碳埋存，取得预期环保和增产成效。

要跑好CCUS技术这条全新赛道，油田在产业化及配套技术等方面还存在亟待攻关解决的难题，特别是在二氧化碳驱油井下作业领域，无法准确预测和防治井筒结垢，一直是制约油气产量、井筒流动保障的难题。

面对现有井筒预测防治方法不适应、国内缺少相应技术应用先例等实际，塔里木油田借鉴国内外混相化学反应及结垢机理研究成果，全力开展攻关实验，创新形成二氧化碳驱结垢趋势预测方法，理论预测井筒结垢趋势准确率可达90%以上，实现结垢风险科学评估，为二氧化碳驱清防垢措施的制定实施提供了有力依据。

目前，塔里木油田正在轮南、东河等CCUS项目现场陆续开展此项技术的先导试验。下一步，将围绕去碳和提高原油采收率两大导向，加快开展碳驱油与碳埋存机理、油藏工程设计优化等技术攻关。

◆ 塔里木油田向西气东输供气突破三千亿方

平稳供气十八载 惠及下游四亿人

中国石油网消息（记者受吉相 王成凯）截至3月14日，塔里木油田通过西气东输管网系统，已累计向我国中东部地区供气突破3000亿立方米，相当于全国2021年天然气总产量的1.5倍。特别是在去冬今春冬供期间，塔里木油田天然气日产量连攀新高，保持在1亿立方米高位运行；2021年全年向西气东输供气超249亿立方米，为沿线群众践行了“暖冬”承诺。

1998年9月，克拉2井测试获得高产天然气流，标志着当时我国最大的优质整装气田——克拉2气田横空出世，直接促成了西部大开发标志性工程——西气东输工程的建设。2004年10月1日，西气东输工程全线建成投产，横贯全国东西的能源大动脉由此诞生，推动我国全面进入“天然气时代”。

西气东输工程投产近18年来，塔里木油田始终把保障国家能源安全和平稳供气作为首要政治任务，将天然气作为成长性、战略性工程谋划推进，挑战超深、超高温、超高压等世界级勘探开发难题，全力提升天然气保供能力。近年来，塔里木油田先后获得博孜9、中秋1等4个重大突破、36个油气新发现，在地下8000米超深层找到了丰富的油气资源，落实了克拉一克深、博孜一大北两个万亿立方米大气区，成功开发我国陆上最深的克深9气田、我国陆上压力最高的克深13气田等19座大中型气田，成为我国三大主力气区之一。2021年，油气产量达到3182万吨，实现连续5年超百万吨增长，其中天然气产量达319亿立方米。

经测算，塔里木油田生产输送的3000亿立方米天然气，相当于替代标煤4亿吨，减排二氧化碳4.26亿吨，惠及北京、上海等15个省区市、120多个大中型城市约4亿居民。西气东输促进了我国东部特别是长三角地区能源和产业结构优化调整，助推了相关行业发展 and 区域经济更新换代，创造了巨大的社会、经济和生态环保效益。

塔里木油田在全力保障西气东输的同时，加快推进“西气西用”，把资源优势转化为经济优势，带动新疆特别是南疆地区经济社会发展，促进民族团结和边疆建设。截至目前，中国石油援疆“一号工程”——南疆天然气利民工程管网已延伸至3035公里，覆盖南疆五地州42个县市、农牧团场，累计向五地州供气超466亿立方米，使环塔里木盆地800万南疆各族百姓从“柴煤时代”一步跨入了“天然气时代”。

当前，塔里木油田正在加快新区新领域风险勘探，推动博孜一大北、富满等富油气区的产能建设步伐，力争再获一批战略性、全局性大发现大突破，打造我国最大超深油气生产基地，为保障国家能源安全、建设美丽中国继续贡献塔里木力量。

◆ 西南油气田围绕三条主线强化保障措施

锚定油气当量3000万吨全速前进

中国石油网3月17日消息（通讯员邱令 杨长城）截至3月10日，西南油气田公司今年生产天然气74.95亿立方米，同比增长5.26亿立方米，增幅7.55%，生产指标持续保持强劲增长势头。

年初以来，西南油气田围绕“常规气稳步增产、页岩气规模上产、致密气效益建产”三条主线，持续强化保障措施，充分发挥一体化运行管理优势，冲刺2022年天然

气产量目标，全面建成3000万吨油气当量大气田。

着力推动“三驾马车”齐发力。狠抓安岳气田龙王庙组气藏调整稳产和灯四台缘带稳产，加快未开发区评价上产准备；推进蓬莱气区蓬探1井区试采评价、铁山坡气田飞仙关组气藏开发地面工程；加大老气田措施挖潜和滚动扩边力度，综合递减率控制在8%以内。页岩气在中深层100亿立方米稳产基础上，深层150亿立方米上产工程全面启动；狠抓新井提速提效，实现新井快建快投。加快实施致密气新区金秋气田沙二气藏开发建设和天府气区沙一气藏试采评价，积极准备外围建产区块。

着力发挥“三个一体化”优势。在勘探开发一体化方面，以勘探为龙头，大力实施高效勘探，抓好“四新领域”风险勘探，落实勘探研究支撑，积极寻找油气战略新发现。在地质工程一体化方面，管理上精雕细刻，技术上精益求精，统筹地质目标优化与工程技术甜点，加快钻完井试油工程提质增效，确保新井单井产量。在产、运、销、储一体化方面，有效统筹生产组织，精准施策扩销优价，统筹储气库注采建设，加快建设西南储气中心，做好移峰填谷和冬春季保供，积极开拓市场，为油气田加快上产畅通后路。

着力加强“三项保障”措施。加强要素保障，抓好生产组织协同，坚持周生产建设例会机制，及时掌握油气田生产动态，强化施工队伍的组织协调，合理安排运行，确保新建年产能114.5亿立方米。加强机制保障，常规气建设实施“分公司+事业部、分公司+项目部”的集约化管理；非常规气实施勘探开发全过程的“油公司”管理；新区推行“管理+技术”的扁平化模式；老区向“管理+技术+核心操作”转型，深入推进开发建设和生产运营模式变革。加强安全保障，践行“绿色低碳安全发展”理念，推进油气田勘探开发领域风险管控治理体系和治理能力上台阶。

◆ 中国石化——在端牢能源饭碗上再立新功再创佳绩

本报讯，集团公司“牢记嘱托、再立新功、再创佳绩，喜迎二十大”主题行动启动后，胜利油田、西北油田、中原油田、江汉油田、河南油田、江苏油田、华东石油局、上海海洋石油局、国勘公司等油田企业第一时间组织学习研讨，召开本企业启动会部署各项工作，成立以主要领导挂帅的领导小组和相关工作组，明确增储上产、绿色低碳、科技创新等方面措施，多措并举抓好贯彻落实工作，努力在端牢能源饭碗上再立新功、再创佳绩，以优异成绩迎接党的二十大胜利召开。

提高政治站位，狠抓增储上产。胜利油田作为集团公司主题行动能源保障组责任单位，把保持规模效益稳产摆在核心位置，加强勘探开发、地质工程、技术管理、生产运营“四个一体化”，大力推进增储稳油降本，力争在东部中深层、西部准噶尔、济阳页岩油实现新突破。西北油田立足顺北、塔河两大增储阵地，推动顺北新区、塔河中深层和塔河外围三级储量稳步增加，进一步夯实效益开发基础。上海海洋石油局以“少井高产”为原则，全力推进新一轮产能建设，加快天然气产供销体系建设，全力实现规模增储上产。第五届感动石化人物、胜利油田化学高级专家王涛表示，将立足岗位、勇于担当，加快水驱稠油降黏调驱等技术攻关，扩大化学驱油应用阵地，不断提高采收率。

构建多元资源格局，夯实能源保供底气。江汉油田锚定千万吨油气田建设目标，聚

焦关键核心领域，着力破解发展难题、补齐发展短板、厚植发展优势，加快构建“一主引领、两域协同、多元保障”产业格局。中原油田在去年完成4座储气库建设的基础上，今年将结合主题行动部署要求，狠抓文24、白庙浅层、卫2等储气库建设，确保项目如期建成。华东石油局结合主题行动要求和企业实际，抓细抓实高质量勘探、效益开发、运行保障、经营管理、安全环保、党的建设等重点工作，为实现油气资源跨越式发展夯实基础。中原油田首席专家、储气库群建设相关负责人朱德智表示，储气库建设关系天然气平稳保供，将狠抓储气库工程建设质量，确保项目如期建成。

突出统筹兼顾，加快推进高质量发展。江苏油田统筹推进拓资源固根基、稳产量提效益、抓改革调结构、强党建惠民生、防风险保稳定等各项工作，努力实现常非并进新突破，开创二次创业新局面。国勘公司认真对照主题行动清单和要求，深刻检视安全环保与绿色低碳、增储上产、资产创效等方面的问题和不足，查缺补漏、守正创新，持续推动扭亏脱困，力争实现高质量发展。河南油田抓实勘探开发、改革发展、精益管理等重点工作，落实好勘探开发、地质工程、科研生产、精益管理等方面措施，确保原油生产、外闯市场等取得良好成效。江苏油田双文明劳动模范，永曹采油班站党支部书记、经理尹辉说，将紧盯班站年度生产经营目标任务，打好稳产降本攻坚战，持续提升人均产油量。

强化创新驱动，打造技术先导型企业。胜利油田把加强基础研究摆在更加突出的位置，加大科技投入、优化创新生态，加速科技创新和迭代升级，落实东部油气富集区，培育西部资源接替阵地。西北油田明确聚焦油气主业、提升信息化支撑能力等创新攻关方向，加快地质研究和工程技术领域难题攻关、技术迭代和成果应用。江汉油田强化基础研究、核心技术体系建设，加快突破页岩气等领域关键技术。西北油田采收率工程高级专家何龙说，将聚焦塔里木盆地油气勘探开发难题，加快关键技术突破和科技成果落地，以科技创新带动增储上产。

◆ 胜利油田稠油地下裂解改质技术取得突破

3月10日，随着郑364块WZ36-7-3井完成稠油改质催化剂溶液注入，标志着中石化课题“基于核能供热的稠油地下原位改质技术基础研究”首次由室内研发实现现场“落地”，取得重大实质成果。

“稠油地下原位裂解改质技术已成为目前国际上关注的热点，研发应用于现场可提高稠油采收率60%以上。”胜利石油工程技术研究院稠油所工程师马爱青说。

“基于核能供热的稠油地下原位改质技术基础研究”是2020年的立项课题，旨在聚焦稠油开采技术革命，开展核能供热条件下的稠油地下原位裂解改质研究，颠覆原有的热力采油理论。此前科研人员考察了多种制热方式，最终采用绿色环保又长寿命的核能制热来提供连续高品质热源。

WZ36-7-3井是郑364蒸汽驱区块一注八采井组中的中心注汽井，该块稠油黏度较高，为提高区块蒸汽驱开发效果，确定注入稠油改质催化剂工艺。稠油所技术人员选取了三口典型受效井并对油样黏温特性等指标进行测试化验，掌握了该区块油样催化裂解改质前的第一手资料。本次施工共向中心井注入浓度50%的稠油改质催化剂溶液80立方米，成

功注入后，目前该井正在等待注汽生产。

稠油改质催化剂注入后，依托蒸汽驱提供的高温温度场，可从根本上、不可逆地提升原油品质，增强稠油在油藏内渗流能力，大幅提升蒸汽驱的开发效果。

◆ 胜利油田注水井测调信号传输系统获国家专利

中国石化新闻3月14日网讯，近日，胜利油田石油工程技术研究院浅海采油研究所科研人员研发的“实现分注测调井信号传递的系统”获国家知识产权局发明专利授权。该系统实现了注水井井下流量的自动调节，实时准确将信息传到地面，为智能油田建设提供了有力的技术支撑。

随着油藏精细开发的需求不断增加，测调分注井及分注层数越来越多，对注水和测调工艺提出更高要求。先前的技术手段受井斜、结垢等因素影响较大，数据精度、实时性等不能满足科研人员需要。

针对以上问题，科研人员研发了“实现分注测调井信号传递的系统”。该系统包括井下智能配水器、数据处理装置、地面控制装置等，各井下智能配水器分别位于不同注水层位处，采集井下的流量、压力、温度等信息，形成流量波，经编码、滤波、放大后，及时将井下信号传输至计算机。使用该系统，可以随时掌握井下各层实际注入量及温度变化等信息，便于科研人员调整地层配注，有效均衡开发。（任厚毅 任从坤）

◆ 河南油田复合增注技术增产创效

中国石化新闻3月18日网讯，近日，河南油田对双K4432等2口油井实施可控冲击波+酸化+氮气泡沫返排复合增注技术，累计增注26912立方米，创效596.06万元。

河南油田开发近50年，一些油井由于层窜、大厚层及薄夹层的影响，导致无法卡封增注，影响效益稳产。对此，河南油田加强对复合增注技术的研究，形成了可控冲击波+酸化+氮气泡沫返排的复合增注技术。这项技术可借助各种开关快速切换，将高功率电磁能量瞬间释放给负载，以较小、快速的能量释放，产生持续时间较短的冲击波。在多次冲击波的作用下，近井地层产生微裂缝、剥离储层堵塞物，从而降低储层的启动压力，可实现层窜、大厚层及薄隔层注水井选择性酸化。

“该项技术施工简单、环境污染小、作业工期短，具有清洁、高效特点。”河南油田采油一厂工艺研究所负责人蔡如意说。（张伟英 陈永保）

◆ 我国原油对外依存度下降并非拐点出现

来源：《中国石化》杂志

2022年2月17日，中国石油和化学工业协会公布，2021年我国原油进口对外依存度72%，同比下降1.6个百分点。我国能源自给率长期以来在80%以上，油气对外依存度则一直比较高，能源安全的核心是油气供应保障。对于连续20多年保持石油需求增长的中国而言，原油对外依存度在2021年出现下降非常值得关注，有其积极意义。但原油对外依

存度的下降发生在成品油及化工轻油需求恢复性增长的情形之下，并不一定意味着原油对外依存度从此出现拐点，原油对外依存度可能还有上升空间，对此需要一分为二去看待。

支撑原油需求增长的因素依旧存在。成品油消费及化工轻油继续保持增长，尚未出现下降势头，是支撑原油需求增长的主体力量。据国家发改委统计数据，2021年我国成品油消费量3.4亿吨，同比增长3.2%，其中汽油、柴油、航煤同比分别增长5.7%、0.5%、5.7%。国务院发布2030年前碳达峰行动方案提出，到2025年，国内原油一次加工能力要控制在10亿吨以内，主要产品产能利用率提升至80%以上。按照这一指标计算，我国到2025年前后的原油消费规模应该在8亿吨左右。

目前国内大力推进炼化去产能工作，具体节奏是一边去除低端落后产能，一边上马先进产能，国内炼化一体化、大型化基地已建成一批。考虑到炼化企业一旦建立，其生命周期至少持续数十年，而国内原油产量相对稳定，长期稳产在2亿吨/年，因此原油进口应该还将持续较长时期，即使到了需求峰值也是如此。按此情景估算，我国的原油对外依存度可能长期维持在70%上下。

前期积累的库存与储备原油消化是导致原油进口下降的重要因素。2021年原油进口量下降的一个很重要的原因是国内炼油企业消费的原油很大一部分来自企业商业库存或者储备。近年我国原油进口持续增长，2014年油价大幅跳水后进口增长尤为猛烈。2017年至2020年间以来国内原油消费总规模在6.2亿~7.4亿吨，4年间增长21%；而同期国内石油石化产品消费规模在5.5亿~5.8亿吨，4年间增长仅5%。无论是消费总量还是增速指标，下游石油石化产品消费都低于原油表观消费。从供需平衡角度看，原油剩余部分应该以库存形式存在。近年我国加大战略储备和商业储备建设，石油储备是重要的需求拉动力量。当石油储备及商业库存到达一定水平之后，通过适度释放可对生产行为和市场予以调节以减轻供应成本，并由此形成对进口原油的替代。2021年的原油对外依存度下降是在成品油消费增长、燃油车保有量及销量增长及化工轻油消费增长的情形下发生的，说明我国的石油储备能力初步显现。下一步的重点工作之一是继续优化国内石油储备体系，增强灵活调节市场的能力。

正视我国石油储备建设存在的问题。我国石油储备建设有进展但仍存在问题和挑战。首先是规模尚需扩大。若比照国际经验，国内石油储备依然有增长空间。石油储备运行机制需要进一步完善。石油储备的收储、轮换和动用的条件、时机、程序还不明确，相关的配套措施和办法还不健全。其次优化运行体系。从石油储备基地运行管理方面看，目前管理重点集中在基地建设上，国家发改委、财政部等相关部门出台的有关管理办法多集中在石油储备基地项目的招投标、工程管理及资金使用等方面，而未对基地投产后的生产管理和运行方式等做出具体规定。

优化石油储备体系，增强储备调节能力，增强中国在国际油市的话语权。原油对外依存度的下降一定程度上说明我国的石油储备已经可以对国内市场乃至国际市场进行调节施加影响。可在借鉴国际石油储备经验基础上，进一步完善以政府储备为主、机构储备和民间储备为补充，资源储备和商品储备相结合的石油储备体系。顺势而为，通过优化布局和运行机制和管理体系增强石油储备对石油市场的影响力。

（罗佐县：作者单位中国石化经济技术研究院） 

◆ 中国石油油气开发高质量发展专题报道（七）

能源的饭碗必须端在自己手里

一条硬核举措激活的“升级”之路

经营效益为7年以来最高水平，油田综合递减率、自然递减率为近5年以来最低……数据折射出中国石油上游业务提质增效“升级”之路步履铿锵。

2021年，在集团公司党组统一部署下，上游业务大力实施低成本发展专项行动，制定“四保、三提、两严控、两减少、两不变”八个方面38项具体措施，实施132项业务，从开源和节流两端发力，持续提升“两利四率”水平。与此同时，上游业务坚持高效勘探、效益开发、效益上产，提升了有效保障国家能源安全的能力水平，交出一份高质量答卷。

为了推动提质增效“升级版”在基层落地生根，中国石油开发战线立足自身发展实际，加强顶层设计、精准施策，一场以业财融合为中心的管理效能提升战在中国石油各上游企业全面打响。

长庆油田围绕“两利四率”指标，用好财务“三张表”，细化部署19类58项工作，超额完成任务目标，利润总额保持油气田企业第一位。大庆油田优化投资管理，坚持“一切成本皆可降”，优化SEC储量评估，科学降低能耗，管控物资采购，压缩非生产性支出，油气运行成本连续5年硬下降。新疆油田突出低成本发展，单位操作成本、基本运行费硬下降，实现了全面盈利……

从降本增效到提质增效，从提质增效到提质增效“升级版”，中国石油开发战线积极推动提质增效由活动转向工程、由专项工作任务转向长期战略举措。2021年，国内上游业务提质增效总额完成目标的102.6%，利润贡献重回首位，积极践行其“低油价要有大作为、高油价能作大贡献”的责任担当。

为了持续攻克山头、啃硬骨头，中国石油开发战线始终坚持问题导向，以革命性举措破解深层次矛盾与难题。

聚焦低成本发展，开发战线推进投资增效，坚持严谨投资、效益投资、精准投资，强化效益排队优选，坚持投资向勘探开发主营业务和效益好的油田、项目倾斜；持续优化方案部署，坚决杜绝“三不达”项目；反复优化工程设计，推进工程成本下降，在投资规模保持稳定前提下，产能完成良好，建设质量不断提升，有力支撑原油产量连续3年回升、天然气产量持续较快增长；加强亏损治理，制定治理方案、细化工作措施，2021年亏损户数量比上年减少55%、亏损额比上年降低75%……

2021年，在爬坡过坎的吃紧关头，上游企业结合业务发展实际，采取革命性举措，一次又一次把“毛巾水分”拧干。玉门油田通过集中优势资源发展主营业务，配套

优化生产保障业务，退出低效无效业务，持续推动效率变革。煤层气公司常态化开展地下大调查和老气田综合调整研究，并以精细地质研究为基础，深化气藏动态监测应用，从追求单井增产向效益增产转变。辽河油田围绕低成本开发，全面推进地面工艺优化、能耗精细管控等25项降本工程……

为了做好提质增效“升级”工作，中国石油开发战线坚持以“四精”为工作遵循，“干”字当头，在向创新驱动要效益方面成绩斐然。

技术立企，创新为王。长庆油田创新五大成藏地质理论和四大开发技术系列，不断突破低渗透勘探开发极限，确保标准油价下新井内部收益率不低于8%，有力支撑油气产量当量的快速稳步提升，实现“三低”油气藏的高质量可持续开发。塔里木油田配套形成“机械+暂堵”复合分层体积改造技术，16口井提产7.3倍。冀东油田加快发展新能源业务，建成山东省武城县和河北省唐山市曹妃甸区2个区域地热供暖项目。集团公司首个成规模的集中式并网发电示范工程——玉门油田200兆瓦光伏发电示范项目并网成功，160兆瓦新能源项目正式启动，标志着中国石油新能源业务发展迈出了坚实一步……

高质量发展任重道远，提质增效仍大有可为。随着专项行动的持续深化，上游业务将更有力地肩负起保障国家能源安全的责任和使命，走好这条“升级”之路。

◆ 中国石油油气开发高质量发展专题报道（八）

能源的饭碗必须端在自己手中

一份“稳稳的”大庆答卷

回眸2021年，大庆油田以原油产量3000万吨“稳稳”收官，在中国石油国内产量成绩单上书写了浓重一笔。

这份成绩来之不易。这是在原油5000万吨以上稳产27年、4000万吨以上稳产12年的基础上，创造的连续7年保持3000万吨以上稳产的新纪录。强化水驱控递减、化学驱提效率，大庆原油生产实现3000万吨硬稳定，有力遏制产量递减，彰显出主力油田的压舱石作用。

实现高水平、高质量、高效益的稳产，让“3000万吨”稳得更长一些，以油的“稳”谋求发展的“进”，大庆油田坚决打好打赢高质量原油3000万吨稳产攻坚战。对大庆石油人来说，这是一场思想之战、实践之战、攻坚之战。

打好思想之战——

发展是实践课题，更是思想认识课题

大庆主力油田已进入“双特高”开采阶段。面对勘探开发对象复杂、发展质量效益等考验，大庆油田要实现原油3000万吨高质量稳产，注定不会轻松。

开发规律不可逆转，但递减能不能慢一点、更慢一点？在集团公司“东部控递减、西部快上产”的开发战略布局中，大庆油田保持积极稳健的产量曲线。

在思想上破冰，行动上才能突围。大庆油田已累计产油24亿多吨，原油产量铸就了标杆旗帜的浓重底色。大庆油田持续做强主业，以稳油增气书写对党的绝对忠诚，在集团公司总体布局中，当好上游业务高质量发展主力军。

抓产量首先抓思想。大庆油田深刻认识到：油气是主营业务和效益源头，是企业的核心竞争力。进入新时代，大庆油田保持什么样的产量水平，关系到国家油气战略安全，关系到标杆旗帜的责任担当，关系到大庆油田的发展全局。产量稳，效益才能稳，队伍才能稳，发展才能稳。

知难不畏难，大庆油田树立“一切难题皆可破、一切成本皆可降、一切潜力皆可挖”的开发理念，锚定“11611”规划目标，着力在资源接替、精准开发、科技攻关上下功夫，向更难的开发对象拓展，向更优的前沿技术聚焦，向更高的采收率目标迈进。

思想共识凝聚了蓬勃力量。“3000万吨”稳入囊中的背后，是一幕幕动人场景：2021年正月初三，油田作业527支小修队伍、120支压裂准备队伍同比提前1个月奔赴井场，创造了春节队伍启动最多、节后队伍启动最早、队伍数量历史最大的纪录。第四季度，面对限运、限电的影响，原油产量出现缺口风险，相关单位日夜坚守、积极应对，靠实措施做到“吨油必争、斤两不弃”……

打好实践之战——

创出更优业绩，要靠硬核举措和担当

奋斗目标要靠实践落笔。当好国家能源安全的有力保障者，要用行动宣示、用业绩说话。大庆油田开发系统击鼓催征，辩证认识和准确把握油田开发的矛盾与潜力，大力实施精准开发，全面推行效益建产，提高运行质量和应急能力，实现了大庆原油3000万吨稳产，天然气产量迈上50亿立方米新台阶。

这一年，生产组织高效运行。抓超前、抓应急、抓调整、保运行，大庆油田开发系统用18个月的努力保12个月的产量，年初实施“三个10万吨”补产工程，年中优化产量安排，年底前开展百日攻坚，全力以赴抢产夺油，牢牢把握产量主动权。

这一年，水驱精准开发控递减。秉承“五个不等于”潜力认识观，大庆油田开发系统因藏施策、因区施策、因井施策、因层施策，全年实施注水调整1.03万井次，措施增油76.8万吨。水驱自然递减率为7.3%，年均含水值上升了0.16个百分点，得到有效控制。发挥效益产量作用，水驱产量降幅自“十三五”以来首次控制到40万吨以下。

这一年，三采提质提效有力推进。三次采油开发对象由一类油层转向二类油层，储量品质变差、稳产难度大。

大庆油田优化方案设计，应用新型体系，强化对标调整，实现了“对象变差、效果不降”。2021年三次采油年产量达1079.7万吨，主力油田采收率达到55.17%。三次采油年产量连续20年保持在1000万吨以上，全球规模最大的三次采油生产基地地位持续巩固。

这一年，天然气产量再创新高。立足松辽，加强管理提效率、优化新区增产能，川渝区块多层系探索上产，大庆天然气产量连续11年保持增长态势。储气库建设提速推进，提高调峰保供能力。同时，“绿色低碳可持续发展示范基地”加快建设，新能源加快布局，有力推进绿色低碳发展。

打好攻坚之战——

打赢攻坚之役，才能赢得战略先机

抓好高质量原油稳产这个发展之要，要以时间换空间，抓好发展接续力量，积极构建稳油增气、内外并举、多能互补、绿色发展的新格局，努力实现质的稳步提升和量的合理增长。大庆油田以工程思维系统谋划，这是一场夯基垒石、志在长远的攻坚战。

挖潜力、增动能、添活力，大庆油田抓住当下发展的“痛点”“堵点”和一些长期想解决而没有解决的难题持续攻坚突破，为长远发展添薪续力。

苦练内功，做足“含金量”——低成本发展是长期战略。大庆油田持续加强投资成本管控，坚持低成本领先，实施储量、产量、油价、投资、成本一体化联动，油气运行成本持续降低；用水量连续8年、用电量连续5年硬下降。2021年，通过修旧利废创效6.83亿元。

科技攻坚，做实“变量”——科技是取得革命性突破的攻坚利器。2021年，大庆油田创新发展高效无碱复合体系，创新发展第四代分注工艺技术，创新发展沉降式同井注采技术，为长远发展增底气。工程配套技术持续完善，应用全自动工厂化施工模式，压裂改造技术系列实现提档升级。

改革创新，做强“势能”——大庆油田改革三年行动全面提速，一体化推进业务重组、体制重塑、机制重建，构建大庆特色的“油公司”模式。2021年，油气生产单位三级机构压减22%、取消小队1827个。数字油田建设全面提速，累计3.1万口油水井完成数字化改造，159座联合站实现集中监控，161座变（配）电所、98座注入站实现无人值守。开展新时代岗检，正向查问题、反向挖根源、同步立标准，将严实作风贯穿落实到生产经营管理全过程。

2021年，大庆油田不仅上交了一张高质量原油稳产答卷，而且展现了昂扬向上的奋斗状态。2022年，大庆油田把握稳中求进总基调，抓好“三件大事”、谱写“四个新篇”、统筹“五大业务”，着眼实现基业长青、百年发展，接力奋斗，勇毅前行！

■ 油气勘探

◆ 中国石油勘探开发国际化再获突破

ISO批准成立提高采收率分技术委员会

中国石油网3月15日消息（记者朱钊 特约记者邵男）记者3月11日从集团公司科技管理部获悉，由大庆油田代表中国提出的提案正式获得国际标准化组织（ISO）批准，将在ISO石油石化设备材料与海上结构标准化技术委员会下成立提高采收率分技术委员会（ISO/TC67/SC10），并由中国承担分委会秘书处。这是中国石油在油气勘探开发核心领域国际化工作中取得的最新突破，对推动我国油气资源产业发展意义显著。

目前，提高采收率技术已经成为全球各大石油公司长期战略发展的储备技术，发展潜力巨大。我国以大庆油田为典型代表，创新形成了具有国际领先水平的化学驱提高采收率技术，建成了全球规模最大的化学驱提高采收率技术应用和生产基地，累计生产原油2.86亿吨，对保障我国能源安全作出了巨大贡献并发挥了引领示范作用，有力推动了世界石油行业提高采收率技术的发展。

ISO成立提高采收率分委会并由中国承担秘书处，一方面开辟了我国石油工业国际化新领域，为我国深度参与油气行业国际化活动、推动油气行业国际贸易、加快能源科技自主创新步伐提供强有力的技术支撑。另一方面，制定应用量较大的提高采收率技术中所包含产品与检测方法的国际标准，有利于保障产品质量，消除技术性贸易壁垒，促进全球相关产品和技术的贸易发展，助推提高采收率技术的健康可持续发展。下一步，集团公司科技管理部将组织大庆油田做好提高采收率分委会及秘书处筹备与组建工作，搭建好国际化工作平台，推动提高采收率技术相关国际化活动高效开展。

近年来，集团公司在国际标准化工作方面成绩斐然，先后承担了4个国际化技术组织秘书处，牵头制修订并发布国际及国外先进标准35项，对集团公司进一步提升国际影响力和行业话语权、建设基业长青的世界一流企业起到重要的支撑作用。

◆ 大庆外围转变注水方式增效挖潜

提高单井产量 提高采油速度 提高采收率

中国石油网消息（记者张云普 通讯员马亮亮）针对外围低产低效井比例高、常规治理效果差等问题，大庆外围油田实施转变注水开发方式现场试验项目。截至3月15日，今年已累计压裂9口井41段，压裂段成功率达95.3%；启抽6口井，其中3口井日产油高峰期达10吨以上，目前平均日产油5吨，效果初显。

大庆外围油田产量连续14年保持600万吨以上，是稳产的重要力量。大庆油田围

绕“11611”开发部署，辩证认识和准确把握油田开发矛盾与潜力，大力实施水驱精准挖潜，以精细油藏描述为基础，强化外围增效挖潜。

扶余油层的经济、高效开发是一道世界级开发难题。早在2006年，作为中国石油股份公司、大庆油田先导试验项目，特低渗透储层典型代表州201区块就开始试验攻关。15年来，试验区取得了一系列重大技术成果。然而随着开发的逐渐深入，试验区呈现出产量低、采油速度低、采出程度低、关井比例高的“三低一高”特征，在现有注水开发模式下，难以进一步提升区块开发水平。

去年10月17日，随着采油八厂州201区块肇31-29井压裂管柱入井，股份公司重大专项“大庆外围转变注水开发方式现场试验”正式启动。该项试验针对大庆外围特低渗透扶余油层现有模式下注不进、采不出的实际矛盾，以“提高单井产量、提高采油速度和提高采收率”为目标，优选大庆外围3个采油厂的州201、葡333、朝65三个区块，转变以往平面水驱的注水开发方式，优化“前置增能+体积压裂+压后补能”等技术，探索转变开发方式的可行性，解决困扰大庆外围扶余油层常规注水开发初期产量低、递减快、阶段采出程度低的问题，大幅度提高开发效果与经济效益，为大庆油田原油3000万吨稳产提供有力支撑。

采油七厂葡333区块先导试验井葡扶162-332井，1月19日成功压裂启抽后，由试验前的不产液、不产油，达到目前日产液20.2吨、日产油10.2吨；采油十厂朝65区块现场试验2口蓄能体积压裂注水井成功转抽，已平稳运行两个多月，平均单井日产液20余吨，日产油约4吨。这些喜人的效果，验证了工艺设计的可行性和参数设计的合理性，标志着大庆油田首次开展的转变注水开发方式试验取得初步成效，并为后续试验井方案优化提供了借鉴，具有很好的示范作用。

据悉，该项目计划分3年实施，到2024年底结束，预计增油7.1万吨。前两年进行前置增能+体积压裂（注转采），第三年根据递减情况适时开展补能试验，评价试验效果，总结形成大庆外围扶余油层经济高效开发新模式。试验成果可在大庆外围同类区块推广，具有较好的推广应用前景。

◆ 长庆油田交出天然气保供“温暖答卷”

层层分解保供指标 编制完善保供方案

中国石油网消息（特约记者肖丹 通讯员薛萧敏 马静 周建云）目前，全国冬季供气逐渐步入收尾阶段。去年11月15日至今年3月15日，长庆油田累计生产天然气177.06亿立方米，同比增长3.2%，超去年同期5.49亿立方米，保供期日均气量1.48亿立方米，极限峰值达1.59亿立方米/天，预计到3月22日，累产天然气将达到187.02亿立方米，各项数据再创新高。

去年以来，伴随着我国天然气消费的快速增长，天然气呈现出“淡季不淡、旺季更旺”的供不应求态势。围绕天然气保供的重大政治任务，长庆油田公司党委发布了“两战”动员令，建立“7个1”工作机制，层层分解保供指标，压实保供责任，编制完善保供方案及应急预案，为平稳有序完成天然气保供工作奠定基础。

长庆油田牢固树立“一盘棋”思想，优化产能建设运行，实时跟踪钻井进度，争分夺秒地进行设备安装、管线连接、井场平整等地面基建工作，为新井投产开启“绿灯”。2021年以来，先后投产2355口新井加入供气“大军”，最高日产气量达3188万立方米，占气区日产气量的1/5。在老气田稳产方面，通过排水采气、智能间开等措施增产技术，充分挖掘气井潜能。今年年初以来，已开展排水采气作业1.027万余井次，增产天然气3.3亿立方米。

靖边、榆林、苏里格、子洲、神木等气田开足马力，8000余名采气人奋战在保供最前线，六大提产措施齐头并进，两万多口气井高负荷生产。采气一厂精心编制3套供气方案，严格落实32项保障措施，1300余口气井全部投入保供阵营。作为苏里格气田最大的采气厂，采气三厂全员“奋勇争气”，截至3月15日，供暖季累计生产天然气30.12亿立方米，超额520万立方米。

长庆油田提前制定了详细的储气库冬季应急方案，确保储气库安全高效供气。陕224储气库马力全开，10口生产气井调大井口阀门，充分发挥应急调峰的关键作用，截至3月15日，保供期间累计采气3.1亿立方米，最高日调峰419万立方米，成为此轮天然气保供的有力补充。

此轮供暖季与冬奥、冬残奥会“撞”了个满怀，长庆采气人奋战在提产增量最前线，用“端稳能源饭碗”的生动实践为奥运助力，为祖国“加油争气”。冬奥会期间一直坚守在岗的采气二厂榆林天然气处理厂党支部书记杜葳蕾告诉记者：“冬奥会期间，我们厂向陕京管道日转输气量最高达到7800万立方米，16天累计平稳供气约13.2亿立方米，为北京冬奥会及陕京管道沿线居民送去了‘长庆福气’。”

◆ 塔里木油田推动国内石油装备自立自强

300多项重要油气生产设备实现国产化

中国石油网3月15日消息（记者受吉相 通讯员唐浩）截至3月7日，塔里木油田已实现天然气压缩机组、有机热载体炉、机泵、部分进口阀门、钻完井设备等300多项重要油气生产设备的国产化，促进了国内石油装备的快速发展和自主创新，推动了民族制造业的提档升级，取得了显著的经济效益和社会效益。

塔里木油田始终坚持走油气生产设备国产化道路，优选国内具有研发、制造实力的行业龙头企业紧密合作，共同推进引进设备配件国产化、改造国产化和整机国产化工作。经过多年实践，压缩机、注水泵、钻完井设备等主要油气生产设备满足了快速上产需要，采购价格降低20%至70%，缩短供货周期3至9个月。

塔里木盆地地质条件复杂、开发难度大，塔里木油田勘探开发初期，关键设备多数依赖进口。进口设备不但购置、运输费用高，且供应周期过长。出现问题时，外方技术人员不能及时赶到现场解决，技术服务支撑能力较差。同时，技术壁垒明显，用户处于被动地位，严重制约了油田开发上产工作。

为解决进口设备及配件供应周期长、成本高、技术支撑差等问题，塔里木油田勇当国内新工艺、新技术、新装备的“试验田”，锚定设备国产化目标，统筹规划，科

学实施，有力地推动了国产化装备水平的提升。

建章立制，形成完整的国产化管理制度。结合工作实际，这个油田编制引进设备国产化管理办法，优化工作程序和内容，提出国产化质量控制和QHSE管理要求，形成了符合油田实际的引进设备国产化全过程管控模式。按照“先试用后推广”的原则，积极稳妥、规范有序推进整机及配件国产化工作。

优选队伍，打造长期合作优秀服务商。坚持以国内及集团公司内部优秀制造企业为首选合作队伍，严格评估企业的生产加工能力、技术能力、质量管控能力和履约能力，结合服务商年度评价结果和现场应用情况选择服务商，将经济效益最大化。

协同攻关，提升国产化成功率。这个油田加强与设备制造企业合作，共同开展科技攻关，研究确定试用方案，强化现场试用跟踪，及时总结验收和推广应用，严把关键环节，确保成功率。成都压缩机厂通过与油田紧密合作，技术水平不断提高，目前能够实现自主设计制造高压注气压缩机。2015年，油田实施东河注气开发试验项目，采用1台成都压缩机厂制造的50兆帕高压注气压缩机组，相比同工况的进口机组，国产机组单台节约购置成本1000万元，整机和配件采购周期大幅缩短。

◆ 塔里木油田数字化油田全面建成

九大业务领域转型初见成效

中国石油网消息（记者受吉相 通讯员席志俊 何军）3月15日，塔里木油田勘探开发研究院风险勘探室科研人员王振鸿通过“塔油坦途”区域数据湖，研究盆地基础地质情况，一键式快速获取研究资料，研究、质控和管理效率分别提升20%、30%和30%。这是塔里木油田全面建成数字化油田带来的新变化。数字化建设成为塔里木油田推动高质量发展的新效益增长点。

随着“塔油坦途”正式上线，塔里木油田全面建成数字化油田。2021年，塔里木油田坚持“业务主导、信息统筹、应用为本、双轮驱动”，加快实施“塔油坦途”全面上线，驱动业务模式重构和管理模式变革。通过一系列措施，塔里木数字化油田建设硕果盈枝，交出亮眼成绩单。

建成信息技术基础平台。油气生产等5类标准化工作信息平台基本实现数据采集全覆盖，单井数字化率达到96%，站场数字化率实现100%；建成4×10G带宽的信息高速公路，1200台虚拟机和10PB存储的云计算资源池；开展数据治理，入库结构化数据1.8亿多条，初步实现数据融合共享。

形成数据共享和协同应用生态。塔里木油田实现与集团公司总部数据湖的逻辑统一、分布存储、互联互通，形成数据源头全覆盖、数据标准全统一等“六全”数据共享新生态。油田构建三大中台服务能力，持续扩展公共基础应用组件，打造出“组件式开发、积木式搭建”应用开发新模式。

推进业务全面线上运行。塔里木油田建成勘探、开发、工程三大协同研究平台，建设物探、测井等11个业务应用平台，完善规划计划、业财融合2个经营管理平台，完善

生产指挥可视化平台二期建设，完善工作门户推进集成共享应用，实现业务全面数字化，促进业务提质增效。

塔里木油田积极开展数字化转型智能化发展试点工作，建立勘探、开发、工程协同研究环境，搭建两级钻完井远程管控支持中心，建立“1+N”管控模式和库尔勒调控中心及4个油气储运中心，通过试点典型场景的率先转型，推动领导力、运营模式等全方位转型，推进主营业务数字化。

目前，塔里木油田九大业务领域转型初见成效。科学研究实现“三共享”“四协同”，科研效率提高30%；油气勘探实现在线管理，生产进展可视化，现场管控标准化；工程技术形成自动监测、异常报警、远程支持新模式，提升了钻完井效率和质量；油气生产实现生产监控、作业安全管控、安保维稳监控“三位一体”，中小型站场无人值守率达到92.5%；生产运行实现可视化管控，生产调度线上协同，促进生产组织方式升级；安全环保实现远程监控，提高了监督效率；经营管理转型提效，投资业务、业财融合在线管理，资金结算时效提升400%；油气运销实现集中调控，形成“1调+4储”格局；协同办公实现集成应用，主要业务移动化审批，提升办公便捷性。

在全面建成数字化油田基础上，塔里木油田将以智能化油气田为目标，打造勘探开发协同研究、生产运营自动管控、市场销售全局优化的智能油气田，实现油气田从规划、设计、施工到运营一体化的智能化全生命周期管理模式，开创勘探开发工程技术、生产过程管控、天然气产运储销三大领域“一体化协同”的全新局面。

◆ 青海油田“七个杜绝”密织安全防控网

中国石油网消息（记者王得刚）截至3月14日，青海油田油气生产连续安全生产运行突破1600天，实现了安全生产“四零”管控目标。

今年以来，青海油田以“七个杜绝”和“三个减少”为总体工作主线，把握追责严、部署细和举措实的“严细实”管控标准，通过多种渠道练“内功”，确保各项生产经营平稳安全高效运行。

“现场管理必须统一标准，标识必须准确无误……”在昆2-X1井施工现场，青海油田井控巡查组采取“四不两直”方式突击检查现场管理。年初以来，井控巡查组开展日常巡查55井次，确保了重点井的施工进度。目前，青海油田已开钻12口井，累计完成进尺超过2万米。

青海油田深入推进安全生产专项整治三年行动，全过程防范井控和承包商风险。2021年，油田投入大量资金治理隐患，安全管控能力和本质安全水平实现双提升。据了解，年初以来，青海油田已经下达隐患治理和安全技措项目53项。

◆ 青海涩北气田科技攻关打造开发样板

中国石油网3月16日消息（记者暴海宏 通讯员张永斌）青海油田涩北气田突出科技攻关，截至3月10日，综合递减率连续多年控制在10%左右，年产气量保持在50亿立方米以上持续稳产12年。

面对后备储量不足、边水水侵加剧、低压低产井增多等开发顽疾，已开发27年的涩北气田在科技攻关上做文章，打造了疏松砂岩气田高效开发典范。

精准研究，深挖气藏潜力。持续开展涩北气田精细描述工作，实现地质研究三维可视化；把握动态规律，定期进行数值模拟追踪，实现动态分析与数值模拟相结合。持续开展储量挖潜试气评价工作，最大限度识别潜力层、解放可疑层，坚定信心，持续推进老区储量挖潜工作。

效益建产，高效开发添动力。产能建设严把源头设计效益关，创新管理载体，强化过程管控，形成了以减少层间干扰、提高储量动用为主的细分层系开发技术，以减缓边水侵入为主的顶密边疏优化布井开发技术，以提高单井产量为主的优质储层水平井开发技术，累计建产104亿立方米，优质产能有力保障气田50亿立方米持续稳产。

一井一策，单井管理增效益。精细分类单井、建立单井预警机制、制定单井分析流程，落实“123”单井管理工作法，不断加大长停井治理力度，气井完好率始终保持在95%以上。

科学管理，提升气藏开发效益。编制并下发4个实施细则、4个管理制度、14个技术规范，使气田开发管理流程化、规范化、精细化。及时解剖气田开发矛盾，制定了从地下一井筒—地面、从井位部署—钻井—生产等一揽子开发技术对策，明确了涩北气田开发规模、开发方式、开发步骤等重大问题。建立了涩北气田独有的均衡采气技术，形成了分区控水、藏内排水、藏外强排综合治水技术。

技术创新，夯实稳产“底气”。围绕“治水、治砂、解堵，储保”等开发难点，形成了7项适应疏松砂岩气藏开发的配套采气工艺技术，年平均措施产量在6亿立方米以上。主体治砂技术由被动防砂拓展到主动解水锁、差气层改造等领域，年措施增气1亿立方米以上。形成以“总站取气增压、小站分区配气、单井连续气举”为工艺特点的集中增压气举技术，建成国内最大的集中气举工艺应用区，累计增产气13.75亿立方米。初步形成疏松砂岩气藏高效、低成本解堵增渗工艺体系，减少压裂解堵工作量22%。

◆ 青海油田：无人机巡航技术亮相柴达木地震勘探

中国石油网3月15日消息（记者暴海宏 通讯员段国东）“无人机各项功能正常，电量充足，符合飞行条件。”3月10日，在青海油田英雄岭三维项目施工现场，一架无人机缓缓升起，沿着既定路线向完成钻井和下药的井口飞去。

负责操作飞行任务的青海物探处英雄岭项目组生产副经理杨蒙看了看手表，从无人机到达目标井口，完成数据收集和井口巡检工作再安全返回，只用了15分钟。

英雄岭地区平均海拔3000米，山高沟深，地表环境异常复杂，地震勘探难度大。对此，青海油田积极探索更多适用于高原地震勘探的新装备新技术，为柴达木盆地地震勘探生产的提速提效提供有力支撑。

“传统巡井依靠人员徒步到井口检查，但英雄岭地形复杂，井位有可能在深沟里，也有可能是在山顶上，人工巡井费时费力。”杨蒙介绍说，“采用无人机巡井不仅省时省力，风险也更低。”

承担青海油田地震勘探工作的青海物探处，按照集团公司“数字化转型、智能化发展”战略部署，全面启动智能化地震队整合建设工作，通过打造“五个一”的总体架构，成功实现全生产流程智能化管理。

作为地震勘探新技术，无人机巡航在巡井、路网描绘、物理布点、风险识别等方面的作用已经显现。在英雄岭三维地震勘探项目中，运用无人机高精度航拍技术，将收集的数据测绘形成山地路网，不仅能够掌握已有的道路信息，还能通过计算障碍物、起伏度，为项目推路工作优选出最佳路线，减少无效路径和绕路问题，大大降低施工成本。运用航拍处理结果可实现室内物理点预设计，极大地改善了山地施工物理点布设的均匀性和野外施工的可操作性。

在干柴沟三维地震勘探项目中，运用无人机大大提高了测量效率，测量任务由开始的每组3000米提高到6000米。通过无人机收集的影像资料实现现场地形1:1还原，对放线、钻井、采集等工序进行模块化施工，提高效率的同时，降低了施工风险。

◆ 辽河油田低成本物联网建设推进数字化转型

中国石油网消息（记者雷凤颖 通讯员高谦）3月14日，辽河油田信息工程公司运维人员完成A11系统EF5.2版本软件升级与联调工作，标志着辽河油田A11系统自主运维又有新突破。

近年来，在积极推进老油田数字化转型过程中，辽河油田充分挖掘自身资源潜力，多措并举实施低成本物联网建设。在中国石油8家低成本油气生产物联网建设企业中，辽河油田率先完成并上线试运行，节约建设资金760万元。目前，正在全面实施二期、三期项目建设，预计“十四五”末覆盖辽河油田全部生产井站，完成“中小型站场无人值守、大型站场少人集中监控”的新型采油管理区作业区建设。

坚持自主可控，打造辽河品牌。辽河油田油气生产物联网（A11）项目，完全由辽河油田科研人员自主设计、自主建设、自主运维。在自主设计上，紧密结合井场实际与采油需求，合理规划光缆敷设走向等，优化费用53万元。在自主建设上，一期项目72个施工单元、430名施工人员仅用5个月就完成主体工程施工建设。在物采环节，打出“框架招标+带量招标+商务谈判”的组合拳，累计节约资金600余万元。在自主运维上，辽河油田组建了物联网培训基地，成立专业的运维技术及维护队伍，保证了系统“用好”与“好用”。

坚持创新攻关，为低成本建设赋能。辽河油田首次应用EF5.1采集与监控软件，自主完成版本升级和画面组态及系统联调。近期，完成EF5.2版本升级，新增“组合告警、油井巡检”等功能模块，并深化“数据分析、视频轮巡、人工智能、生产预警”等应用，通过集成辽河油田功图算法、增加实时载荷上传功能、优化实时电流值算法等，提高了仪表上线率和数据精准度，助力油气开采向全面数字化大步迈进。其中，将网关接入井

数从设计的20口提升至25口，网关容量提升25%。

坚持资源整合，实现价值再创造。为打破数据壁垒、实现资源共享，科研人员同步开展A11与A2、A5基础数据模型研究，建立了一套数据共享平台。目前，已完成A11与A2系统数据推送平台的建设，正在进行试点应用，可减少一线员工42%的抄录工作量。与此同时，辽河油田合理利用现有资源节约资金，对采油单位已有调度室、PLC控制柜等设施，简易改造后接入，节约建设投资。同时，通过工艺改造实现利旧，节约互感线圈4879个，优化费用33万元。

◆ 辽河油田茨榆坨采油厂：拣出效益“金豆子”

截至目前，运转已经38年的辽河油田茨榆坨采油厂集输大队牛一联合站，处理液量同比上年增加6.4%，综合成本单耗、注水单耗、输油单耗同比上年分别下降10.1%、3.4%、18.6%，交出一份亮丽的成绩单。

随着处理液量逐年增加，如何降本增效是牛一联合站面临的最大问题。这个联合站通过做好“支委包岗”、精细管理，抓好节能降本，以更加积极的“降”促进高质量的“增”。

如何激活创效细胞？

——“支委包岗”激发活力

作为茨榆坨采油厂牛居区块油、气、水处理的主力联合站，牛一联合站年外输原油20余万吨，处理液量近200万立方米。

如何促进集输系统提质增效，是该站着力攻关的课题。牛一联党支部找准党建与生产的契合点，针对联合站的生产经营难题，以“支委包岗”的形式促进降本增效工作提档升级。支委成员带领岗位人员绘制降本增效运行大表，明确项目、责任人和完成时间，从各岗运行费用指标的全面压缩，到老旧设备的小改小修，再到工艺技术的优化革新，措施清晰、节点紧凑、进度明了，让每名员工清楚自己在项目中的位置和应该发挥的作用。

3月2日，牛一联副队长杨杰在管道泵旁忙前忙后，完成了管道泵优化后的试运行。“这两台运行24年的老设备，经过优化后单耗降低了4%，焕发了新生机。”作为支委成员，杨杰承包了计量岗，既发挥管理优势，又发挥技术优势，带领计量岗员工完成管道泵小功率匹配运行优化，促进了设备运行水平明显提升。

针对牛一联设备设施老化、成本压力大等实际情况，牛一联党支部编写的“岗位节能挖潜写实本”随时记录节余点滴；自制的“提质增效小宝典”口袋书提炼收集了大队30多个好做法。为把这些好的经验传递下去，联合站党支部总结出“耗能大岗当家人”“李健的第八套工服”等讲述身边员工的创新故事，在进一步激发员工岗位创新创效活力的同时，有效提升了联合站的管理水平。

如何增液量不增成本？

——抓主要矛盾降成本

2021年，牛一联的运行成本指标同比压缩近14%，但是进液量大幅增加必然要产生相应的处理成本。为此，工作中，他们找准运行管理的关键点，精算每一笔账，铆足干劲控成本，把握“安全生产、优质低耗是挖潜创效的根基”这一原则，持续深入查找、整改管理流程和工作程序等方面存在的深层次问题，减少不必要支出和低效益运行成本支出，实现生产过程最优化。

药剂费用是联合站污水处理的必要支出。2021年，牛一联日均进站液量比上年增长近500立方米。按照以往规律，处理污水的药剂费用势必将相应上升。这个站从改变原有运行方式上入手，控制药剂费用增量，将1号、5号沉降罐并列运行，双罐沉降，延长沉降时间，降低药剂使用。措施实施9个月以来，在保证污水水质达标的同时，节约药剂费用6.8万元。集输系统冬季生产离不开电热带伴热，牛一联合站的电热带全长4400米，运行时间长达5个月。联合站在电热带伴热上做深文章，密切追踪温度变化，制定了“当全天有8小时环境温度超过0摄氏度时，即全停电热带”等系列举措，年节电7.41万千瓦时。

以“精准靶向点，突破效益难关”为目标，牛一联开展资产经营挖潜创效，每名队干部认领一个课题，实施项目化管理，深化药剂、电费、维修等费用管控。副队长张平对64台机泵登记造册，实时分析用电走势，做好每台机泵的节能工作。输油岗员工贺春明提出对牛龙输油管线阶梯降温输油的建议，分7次开展阶梯降温工作，出口温度由80摄氏度降至65摄氏度，外输单耗降幅达18.6%，年节约成本16万元。

如何系统挖潜创效？

——优化流程革新技术寻突破

在严格单机核算竞技考核，做好自主维修机泵等挖潜工作的同时，面对成本压力，牛一联把突破口对准优化流程和技术革新，向创新改造要效益。

作为年处理液量近200万吨的大站，牛一联设备设施数量多。为确保高效运转，干部员工为联合站定期会诊制定设备维护保养措施。联合站共有两台供水泵，分别负责601区块和78区块的供水，虽然运行平稳，但运行效率逐年降低。会诊后，员工们对两个区块间的供水工艺实施连通改造，实现两个区块统一由一台泵供水，机泵单耗下降25%。

为实现系统降本增效，牛一联合站想方设法让设备“轻装上阵”和运行系统“科学瘦身”、高效运转。2号注水泵功率大、耗能高且故障频繁，一小时耗电482千瓦时。技术人员反复研究试验，将2号泵停运后，站外池污水通过三池联动多级沉降后进入污水系统，二次处理达标后回注，在有效降低电费、维修成本的同时，提升效益效率。

加热炉是这个站的“耗气大户”。为提升热效率、降低单耗，副队长张禄安带

头，开展了一系列有效探索。他根据天气情况，减少备用炉及热洗炉烘炉时间，根据来油温度，实时调整外输炉和脱水炉气量，使加热炉在一定温度范围内运行。与此同时，对加热炉完成了自制加热炉燃烧器进风挡板等革新，加热炉热效率提升4%，2021年节气5.5万立方米。

通过曝气风机由“三用一备”改为“两用两备”、高压离心泵合理倒运等一系列革新措施，牛一联合站打通了成本下降通道，2021年实现提质创效172万元。

◆ 吉林油田保障供气安全顺畅精准布控

中国石油网3月18日消息（记者刘晓娣 特约记者贺地红）截至3月13日，吉林油田双坨子储气库已经连续注气10天，日注气量超计划运行，累计注气达1142万立方米。这是这个储气库经过连续一个月的调试准备后，开启的第二轮注气周期。目前，吉林油田矿区整体无感染，天然气保供有力，员工生活物资充足。

连日来，鉴于吉林地区疫情防控的严峻形势，吉林油田结合自身天然气生产保供点多、面广、战线长的实际，在静态管理、确保员工身体健康的前提下，严格执行保供方案，超前研判、科学部署，积极落实针对性措施，确保特殊时期供气安全顺畅。

严加防范。为有效阻断疫情传播途径，吉林油田精准布控。优化调整倒班时间，对生产区域在长春市境内的万宝采气队、伏龙泉采气队、小城子采气队的一线员工延长倒班周期；对在松原市内休班且有长春市“行程码”的员工，做到应检尽检、应隔尽隔、应管尽管；天然气生产一线作业区、站队严格执行防控消杀、扫码、测温要求，各现场实施封闭式管理，严禁员工离开生产区域，备足员工生活物资，筑牢疫情防线。

优化生产。积极与地方政府、村屯卡点沟通协调，畅通绿色生产通道。优化长岭气田老井分类管理，力争尽快形成效益增量。以德惠致密气等为重点建产领域，快速推进新井建产步伐。其中，王府气田针对辖区内气藏地质构造复杂、开采难度大等特点，提出了“一井一策”增产思路，确定了单井提压、压缩机助排上产、间开井放喷等一系列“提气”办法。截至3月13日，王府气田日产天然气9.2万立方米，创近三年来历史新高。

盯紧过程。越是特殊时期，越不能掉以轻心。坚持风险导向，紧盯高风险施工，开展全覆盖监督，强化专业督查，强化保供升级管理。同时，提前研判可能出现的各类保供突发情况，及时制定应急预案，严防死守。其中，为确保双坨子储气库按节点顺利注气，相关人员提前半个月就开始对现场所有设备进行检修，及时安装调试。强化现场过程管控，一边狠抓中俄东线注气首端阀门控制、气量协调、管线冲压等工作，一边狠抓站内注气末端平稳运行，为保供增加“底气”。

◆ 吉林油田着力升级CCUS2.0版融合新能源构建智慧化

中国石油网消息（记者王珊珊）3月14日，吉林油田已编制完成集团公司第一个20万吨CCUS-EOR开发方案，顺利通过勘探与生产分公司专家组审查，目前正在加快组织方案优化及现场实施准备，同时组织编制《大情字井油田百万吨CCUS规划方案》。

研究与实践证实，二氧化碳驱油可以达到二氧化碳埋存和提高采收率的双重目的，油田是实现温室气体有效埋存和大规模利用的理想场所。吉林油田用30年时间探索攻关，创新形成了陆相油藏CCUS-EOR全产业链配套技术系列，建成了国内首个全产业链、全流程CCUS-EOR示范项目。该项目是全球正在运行的21个大型CCUS项目中唯一位于中国的项目，也是亚洲最大的EOR项目，覆盖地质储量1183万吨，年产油能力10万吨，年二氧化碳埋存能力35万吨，累计埋存二氧化碳225万吨。

在打造CCUS-EOR技术创新基地的实践中，吉林油田针对二氧化碳驱油与埋存关键技术问题，从基础理论研究、关键技术研发、配套技术集成优化等方面首次系统开展一体化攻关，创新形成了精雕细刻的油藏模式、精益求精的注采模式、精打细算的地面模式、精准高效的防腐模式、精心管控的生产模式这一“五精”CCUS全产业链配套技术模式，并达到国内领先水平。与此同时，还形成了“产—学—研”一体化CCUS全产业链专业人才团队，确定了CCUS全流程工艺模式与核心装备。

据统计，吉林油田建成的5个CCUS示范区，一次可埋存二氧化碳206万吨，动态埋存率91.6%，通过循环回注实现二氧化碳全部埋存。通过构建全流程CCUS产业链，吉林油田快速推进规模化工业应用进程。

践行绿色发展理念，吉林油田融合新模式、新技术、新能源，协同上下游捕集、驱油、埋存一体化，科学规划CCUS工作路线图，高效推动示范区建设。在转变开发方式战略布局的基础上，地面系统践行新理念，开发应用智能管控系统，重构CCUS地面管理模式，打造低碳节能减排安全示范基地。

结合油藏部署与实施节奏，吉林油田优化场站布局，根据气源管网走向合理布站。创新建设模式，采用主体站场+橇装增压的“1+N”模式，注入站峰谷差盈余设备橇装搬迁至后期改扩建站场，控制系统建设规模，提高设备利用率。优化工艺流程，确立了低压超临界输送、高压超临界注入的经济模式，将超临界压缩机注入优化为密相注入，注入成本持续降低，吨成本降低23.1元。创新管理模式，全面推进智慧油田建设，开发智慧管控与决策平台，实现数据互联共享、CCUS全流程可视化展示和智能预警分析，持续推进劳动组织形式向大巡检与无人值守转变，提升管理效率；通过部署多能互补智慧管控平台，助力大情字井百万吨产能级CCUS基地建设，打造中国石油首个智慧化负碳油田示范区。

CCUS是一项复杂的系统工程，需要上下游各领域全方位的协调联动和集成。吉林油田积极接洽石化行业、电力企业等，建立战略互信，以碳源能力和埋存（驱油）能力最优匹配为核心，全系统考虑，优化设计二氧化碳捕集、输送、注入的规模，紧密结合上下游装置建设周期，有序推进CCUS项目实施。

“十四五”期间，吉林油田将依托大情字井油田驱油核心区，优化源汇匹配，升级管控手段，持续完善CCUS1.0版本。同时，融合新能源，依托智慧化手段，拓展驱油和埋存区域，高标准打造CCUS2.0版本，建设国内首个绿色低碳油田开发基地。

◆ 华北油田鼓励科研人员到一线“沾泥土”

培养锻炼在基层 作用发挥到基层

中国石油网3月15日消息(特约记者刘天一 通讯员李云龙 南极)继通过仁18南、洪77两口井位后,3月11日,华北油田勘探开发研究院二连地质研究所所长王连君,又带领科研人员在二连前线开展吉尔嘎朗图、巴音都兰、阿南凹陷下一步的研究方向和方案论证工作。

从去年起,王连君又有了一个新“头衔”:二连研究中心勘探开发一体化研究组组长。他的“头衔”来自华北油田的统一部署。这个油田大力推动科研力量下沉,在巴彦、二连等重点区域打造“一线研究中心”,充分发挥勘探开发相关领域高级别专家在专业引领、岗位建设、技术把关等方面的作用。同时实行挂帅包片制,形成骨干一线驻扎、团队后方支撑、科研单位与建设单位精准对接的良好局面。

华北油田从勘探开发研究院等单位部门选派科研人员到公司重点区域培养锻炼。“从事沉积储层及井位研究工作以来,我一直在办公室搞研究,最缺乏基层锻炼,希望能够发挥专业特长,为公司规模储量的发现贡献智慧。”勘探部新矿权区勘探开发管理科王浩宇说。

从科研单位选派优秀人才到勘探开发一线,既发挥派出单位的人才、科研优势,充实一线勘探开发力量,又为派出人员搭建了学习成长的平台。

在选派人员上,科研单位充分考虑每个人的专业特长,根据科研骨干研究的专业、区块特点等,按需匹配选派单位,满足不同生产现场的专业需求。在工作中,科研人员突破专业壁垒,勘探评价开发工程多部门深度融合,同时一人多专,实现了重点区域研究工作高效进行。

据了解,勘探开发研究院融合成立5个一体化地质研究所,主要由二级技术专家担任所长,负责预探、评价、产建一体化融合研究,确保勘探开发各环节“无缝对接”。工程技术研究院成立由主要领导、技术骨干等人参加的巴彦河套盆地高效建产等4个支撑组,采取一岗双人轮换,长期驻扎,在人力、技术、管理机制上全力支持建设单位。

位于内蒙古境内的巴彦油田、二连油田是油田公司“重上千万”的重要区域。勘探系统组织力量奔赴前线开展勘探工作。目前,临河三维项目已形成光明构造带叠前偏移数据体,二连前线开展新一轮井位研究以及钻井、试油工作。

◆ 华北油田全线发力打造提质增效“升级版”

多措并举 多管齐下 多点突进

中国石油网3月17日消息(记者李长开)提前一年完成巴彦油田重点区块变电站建设任务,煤层气日产量稳步提升……3月初以来,华北油田提质增效工作亮点频现,展现出实干争先的奋进态势。

年初以来,华北油田多措并举、多管齐下、多点突进,抓实提质增效“升级版”专项行动。华北油田打破“成本年年降、已降无可降”的思维定式,落实“四精”理念,把节电作为提质增效的“牛鼻子”工程,以革命性举措打好节电降耗组合拳,做好组织

降耗、管理降耗、技术降耗。这个油田注重源头控制，通过优化设备设施生产参数、合理错峰用电、严格用电管理等措施，实现管理节电；采取注水系统优化、工艺流程简化、设备节能改造、伴生气发电等措施，2月份节电近1200万千瓦时，动力费同比减少近900万元，在增产的情况下实现生产用电硬下降。

油气资源是油田效益之源，也是端牢能源饭碗的底气。华北油田按照集团公司党组“着力增强能源供应保障能力”的要求，全力推进“十大重点工程”，扎实推进增储上产，着力提升资源掌控能力和油气供给水平。

华北油田立足精准勘探、精优评价、精细开发，努力寻找更多优质资源储量，全面推动开发油藏向经营油藏转变。打好“河套盆地高效勘探、冀中二连老区精细预探评价、矿权保护增列、SEC增储”四场硬仗，夯实新增控制储量基础。瞄准“巴彦上产200万吨、冀中效益稳产、二连上产攻坚”等目标，重点推进“效益建产、老油田稳产、提高采收率”三项工程，力争实现常规油气产量硬增长。

同时，华北油田深挖煤层气开发效益潜力，加快推动效益上产，积极推动储气库扩容增产，打造天然气冬季调峰的“大粮仓”。截至3月初，煤层气日产气量比年初增长10%，苏桥、京58储气库群采气超计划1亿多立方米。

按照集团公司新能源发展“清洁替代、战略接替、绿色转型”总体部署，华北油田积极谋划新能源业务，打造绿色低碳能源产业“增长极”。

在清洁生产领域，华北油田坚持“在保护中开发，在开发中保护，环保优先”原则，将环境保护要求落实到勘探开发和生产运行全过程，坚决打好污染防治攻坚战，努力实现清洁生产。目前，华北油田8个矿权进入国家绿色矿山名录、12个矿权进入省级绿色矿山名录。

在清洁能源方面，华北油田全局性谋划，勾画“343”新能源发展版图，力争到“十四五”末建成“内蒙古西部千万千瓦级装机风光气储‘沙戈荒’发电基地、北京与雄安新区及周边两个千万平方米级以上供暖基地”三大基地，完成“油田清洁能源替代工程、低碳油田建设工程、油田转型热田工程、CCUS产业化工程”四大转型升级工程，攻克“BSK1勘察技术、地热发电技术、储能（电）技术”三大核心技术，打造规模产业。目前，三大基地建设正积极推进，巴彦低碳油田建设等项目取得重要进展。

◆ 大港油田数智决策实现两级联动

天然气生产销售全链条“智慧”管理

中国石油网消息（记者刘英 通讯员邵万字）3月15日，记者在大港油田第一家基层数智化技术服务中心看到，天然气生产销售全链条中的数智站场、数智管道、数智销售等单元运行情况一览无余。

作为集团公司数字化转型、智能化发展试点，大港油田科学规划“十四五”战略布局，并以油田数智决策中心为中心，辐射油气产、储、供、销各项业务神经“末梢”，致力打造国内一流数智化油田。

在天然气产销链条上，大港油田设备设施运维管理以数字化技术为根基，配套开展数智站场、数智管道、数智燃气、数智办公的基础数据采集和保障体系建设，与油田数智决策中心实现无缝连接，形成两级联动。

在OA、ERP、经营一体化等统建和自建平台基础上，数智办公发挥了移动应用平台的最大效能。“动静皆宜”的灵活办公模式更适宜石油行业地域切换的需求，也在疫情防控常态化下得到广泛应用。

依托DCS系统、安眼工程等技术平台，大港油田将天然气处理站打造成“管理人员少、操作人员少、技术人员多”的少人值守数智工厂。同时，燃气管道也以“智”为先，在AI11、无人机巡线、光纤预警与视频联动、激光云台巡检等技术的加持下，通过输配计量一体化的数智指挥平台，建成“区域中心少人驻守、中小型场站无人值守”的新型数智管道输配单元。

沧东分输站距离大港油田中心城区100公里，所辖4个小站间隔在10至20公里。这个站数字化建设后变为无人值守，当班员工足不出户就能对各站点生产运行情况做到全面掌握，并凭借数据资料，准确分析、精准定性，对设备运行时产生的“病症”及时“医治”，实现人员瘦身与效率提升。

天然气终端用户方面，大港油田在“智慧云燃气平台、燃气物联网表系统”等数智化工具基础上，研发建成具有自身特色的全生命周期“生产经营一体化”智慧引擎，从2020年底投用至今，已为7.35万户居民处理燃气隐患3119次。

◆ 吐哈油田严把物资采购和产品质量关

中国石油网3月17日消息（记者张斌 通讯员姜晓峰）截至3月11日，吐哈油田物资保障中心今年已验收各类物资344批次、809项，查出不合格品3批次、3项，对不合格产品按照相关规定进行了处理，确保了采购物资入库质检合格率达到100%。

从源头控制，严格检查进场物资。2021年，吐哈油田累计验收物资3310批次、1万多项，合格率达99.4%。吐哈油田为供应商戴上“紧箍咒”，发布供应商违约违规处理公示、公告，处理违约违规供应商41家，有效净化了市场环境。

油田全面监管产品生产，树立良好声誉。集团公司对吐哈油田原油质量监督抽查合格率达100%，吐哈油田自产原油、天然气出厂合格率达100%。

吐哈油田还分析质量管理现状，编制质量提升实施方案，对自产产品、采购物资、井筒和地面工程质量，分别制定提升措施。油田明晰地面和井筒工程的过程管理职责与监督管理职能界面，建成入井材料、液体和工具“过程检验+监督抽查”管控模式，形成采购物资“入库质检+监督抽查”两级管控体系。

◆ 玉门油田酒东作业区科学施策提升单井产量

中国石油网消息（记者周蕊 通讯员陈婷婷）截至3月15日，玉门油田老君庙采

油厂酒东作业区日注水量在190至200立方米的高位运行，为稳产吃了一颗“定心丸”。

老君庙采油厂酒东作业区油水井管理实行“责任田+结对”模式，形成油水井生产双重保障，为油水井生产戴上“护身符”。

技术人员通过科学分析，及时采取针对性措施，不断提升单井生产时效，有效提升油井工作效率。长2-29井通过补孔措施，见效明显，日增原油10吨，累计增油259吨。同时，根据油井的不同生产状况，有针对性地采取维护性措施，对于重点井、高产井、故障井，指派专人参与管理与维护，通过加密计量、取样、跟踪分析油井动态规律等措施，及时制定相应的整改维护措施。在此基础上，严把油井取样、化验、计量“三关”，对问题井逐口进行标准取样、落实含水，确保真实反映油井生产动态，提高了油井资料录取的准确率。

◆ 中国石化——西北油田完井新工艺支撑碎屑岩油藏突破

中国石化新闻3月18日网讯，日前，西北油田YKE1-3井使用砾石充填和防蜡完井技术，日产原油307吨、日产天然气近6.5万立方米。针对西北油田古近系油气井出砂导致井筒堵塞、影响单井产量的难题，完井技术人员采用射孔后套管内砾石充填防砂及石墨烯油管工艺，支撑碎屑岩油藏突破单井日产百吨。

西北油田古近系储层疏松易出砂，目前投产18口井，已发现9口井出砂，平均原油含蜡量为9.94%。YKE1-3井目的层为碎屑岩的古近系，其南部S105-1井区同层系储层疏松易出砂，井筒800米以上结蜡较严重，技术人员在完井设计过程中主动考虑采用套管内砾石充填防砂工艺及1500米以上使用石墨烯涂层防蜡油管。该工艺即将在雅克拉油气田YKE1-1、YKE1-2X、YKE1-4X等井推广应用。（王勤聪）

◆ 西北油田精准控水 老区块点亮新希望

中国石化新闻3月14日网讯，截至3月4日，在经过2021年底的精准堵水后，西北油田TK487CH井含水率由措施前的92.3%逐步降为零含水自喷生产，日产油由4吨升至29.7吨。西北油田在精准堵水领域取得技术突破，近3年来共堵水150井次，累计增油7万多吨。

西北油田塔河老区块是碳酸盐岩缝洞型油藏，本来地层底水就丰富，又经过20多年高速开发，油藏水侵日趋严重，区块高含水油井逐年增多，制约老区稳产。

塔河油藏为多尺度溶洞—裂缝复杂组合，就像埋在地下5000多米的桂林山水，储层非均质性极强，连通复杂、空间不连续，通道尺度跨度大，因此区块与区块、井与井之间差异较大，堵水措施低效甚至失效的例子不胜枚举。

近年来，技术人员在地质工程一体化研究的基础上，建立了具有针对性的堵水模型，根据储集体类型、通道尺度的差异，形成了3种堵水技术方法，即裂缝选择性堵水、大缝大洞藏内筑坝堵水和断溶体深源控水，堵水效率大大提升。

他们针对裂缝型储层油水竞争产出规律，基于聚合物凝胶流动阻力差异特性，构建了“流度”选择性堵水方法，利用流度差异先堵水道、体系堵水不堵油，搭配高温凝胶

提强度，实施小剂量多轮次治理。TK347H井位于储集体边部，储集体沿南北向断裂发育，规模较小，井周多条纵向裂缝形成上水通道。堵水前含水率100%，堵水后含水率降至30%，累计增油500吨。

大缝大洞储层是塔河油田特殊的地质类型，对此，技术人员决定构建纵向筑坝封堵模式，采用大剂量、分阶段的堵水方式，用无机矿粉凝胶多次铺展，在油藏内固化筑坝，配套冻胶+高温凝胶强化近井封堵效果，释放顶部屏蔽剩余油。

针对深大断裂储层，技术人员基于“深源节流、界面遮挡”的思路构建了深源控水方法。他们采用大剂量高温凝胶深部封堵深源来水通道，同时拦截侧翼来水，利用冻胶+高温凝胶交替选择性近堵，实现“深控+近堵”协同控水。

塔河油田不仅构造复杂，油藏条件还特别苛刻：对于缝洞型油藏大尺度空间，常规堵剂难以有效封堵，且在高温条件下，堵剂快速反应，影响超深井规模注入；高矿化度条件下常规体系耐盐稳定性差，降解快，堵水有效期短。因此，与地层匹配的堵剂研发非常重要。

为此，西北油田首创了耐温冻胶及高温凝胶两套选择性堵剂体系，突破了150摄氏度高温、20万毫克/升高矿化度的限制；还研发了低成本无机矿粉凝胶堵剂，可在大缝大洞储层中规模应用。（马淑芬 曹俊）

◆ 西南采一做好管理提升“大”文章

中国石化新闻3月14日网讯，2022年以来，西南油气分公司采气一厂扎实开展“管理提升年”活动，成立组织机构，制定实施方案，逐级落实工作责任，从2个类别13个方面制定41项具体任务，强化提质增效，做好管理提升“大”文章。

加强体系建设，建立特色管理模式

推进制度工作标准化、规范化，从管理需求出发，持续性开展制度梳理、评估、优化完善工作，确保制度体系自上而下、衔接有序。推进全面风险管理体系建设，强化重点风险防范，严防安全环保、井控、原油、资金管理等重点领域风险，确保风险可控。抓好岗位廉洁风险管理，深入排查廉洁风险，完善关键岗位廉洁风险防控措施。推进监督保障机制实施，细化管理职责、规范风险管理流程。加强全过程风险监测预警和研判处置，持续开展“正气行动”，推进监督检查常态化具体化，对发现的各类违规违纪违法问题“零容忍”。

着力重点突破，提升基础工作管理

以解决突出问题和薄弱环节为重点，扎实开展短板补齐和瓶颈突破。加强凝析油生产过程管控，在一线井站开展现场警示教育，用身边的典型案例教育警示员工。充分利用信息化手段，有效监控地层水罐油水混合液异常变化，推动企地联防联动机制建设，防范遏制盗窃凝析油事件发生。

抓好“双严”管理工作，加大酒驾醉驾危害宣传，加强作风建设、筑牢管理根基。下发进一步强化基础工作管理的通知，明确劳保着装、门禁管理、“双严”管理、综治管理、环境保护及会风会纪等6个方面10项基础工作管理要求，以“四不两直”方式开展监督检查，对违反基础工作清单的问题“零容忍”，发现一次通报一次、处罚一次，以从严管理促进“三基”工作提升。

严格从严管理，提升组织管理效能

严格执行规章制度，积极开展管理创新，不断扩大管理提升活动的实效。深入推进对标提升行动，落实落细改进措施，对照先进找差距、对照标准查不足、对照清单抓落实，提高经营管理水平。加强业务外包过程管控，提高业务外包工作质量。抓好项目全过程管控，强化选商及合同管理，确保工程建设高效合规推进。

抓实抓细设备完整性管理，做好设备参数优化和日常运行维护，推动设备技术创新，持续开展“小改小革”，提升设备运行效率及管理水平。加强安全环保基础管理，落实厂全员HSE责任，积极贯彻落实集团公司总经理2号令，开展重点隐患项目治理监督检查工作。优化完善党建融入中心载体平台，加强“岗区队室”管理，促进党建与生产经营深度融合。

规范运行机制，抓好经营效益提升

围绕公司“攻坚一百亿，献礼二十大”主题行动和厂11.5亿立方米目标任务，抓好边远井开发利用和川西海相气井投产工作，持续开展“稳产创效”劳动竞赛，按照老井维护、特殊站场、单项措施维护增产、老井挖潜增效进行评比，不断提高单井产能和增加经济可采储量。严格落实计量管理要求，加强新进流量计现场测试，加强输差监控及销售数据审核，全覆盖计量器具监督检查，定期交流轮换计量人员，源头把控计量准确。

持续抓好降本增效工作，加大设备“修旧利旧”和盘活闲置资产力度，降低生产运行费用。持续清理历史征租地情况，降低用地成本。加强效益开发，强化地质工程一体化，实现高效低成本挖潜，今年已挖潜2口气井，累计增产天然气600万立方米，在天然气大发展中再立新功、再创佳绩，以优异成绩迎接党的二十大胜利召开。（江志强）

◆ 河南油田新型物理解堵技术增产创效

中国石化新闻3月16日网讯，日前，河南油田在4口油井首次实施爆燃冲击解堵工艺，累计增油1634.5吨。

为提高油水井解堵措施效果效益，河南油田采油一厂开展了物理解堵技术及物理化学复合解堵技术适应性研究应用。通过火药在井筒内有规律地燃烧，产生大量高温、高压气体，形成气体脉动冲击波和热效应，同时酸性气体产生的化学作用，能迅速解除近井固相堵塞、贾敏堵塞，甚至产生微裂缝，提高地层导流能力。

相比化学方法解堵，该项工艺施工简单、环境污染小、作业工期短，具有清洁、高效特点。“该项工艺的实施，实实在在减少了油水井作业工期，降低了措施成本。”河

南油田采油一厂工艺研究所负责人林波说。（张伟英 陈永保 杨学文）

◆ 河南油田“一线一策”让老油田重焕青春

“这3口井油水管线搭接生产后，每月减少了冲扫管线费用2万多元。这充分证明，我们的优化方案见效了！”3月14日，在河南油田采油一厂张1208井井场，魏岗采油管理区生产运行中心主任何涛高兴地说。

此前，张1208井与张33井油水管线串接生产，由于部分管线腐蚀结垢，导致内径变小，经常发生穿孔，每月至少要冲扫3次管线才能维持生产。魏岗采油管理区将管线与邻近的南174井的管线搭接，避开老化管路段，不仅避免了停井问题，还节约了费用。

河南油田已经开发近50年，大部分油井抽采时间久，管线进入“老龄化”，对效益生产造成影响。今年以来，河南油田树立精益管理理念，持续推进“一线一策”治理，实现问题降、成本降、产量升、效益升的良好效果，让老油田焕发青春。

河南油田全面摸排魏岗油田400多口油水井的管线现状，建立管线档案，通过更换老旧管线与邻近健康管线搭接、集输支线直接进系统生产等，“一线一策”治理问题管线，保障油井安全环保生产；围绕各生产环节，对魏岗油田持续优化集输生产工艺17井次，减少因管线堵塞导致停井等问题，节约成本60余万元，增加产量100余吨；针对部分油井含水低，导致回压升、盘根刺漏等问题，创新在井口增装管线加热器，安装专用管线电伴热带，提高采油时率。（张伟英 顾红霞）

◆ 普光气田即将迎来投产以来首次停产技改检修

中国石化新闻3月17日网讯，为确保气田安全高效生产，按照压力容器和压力管道检修规范，普光分公司结合有利时机，启动此次重点施工，这是普光气田投产13年来的最大范围的停产技改检修。

此次技改检修计划历时1个月，分12个项目，是集采气、集输的一体式大检修，将分批次完成15个集气场站、16口气井、14座阀室、1个集气总站和5条集输管道的检维修任务。集气站场检修内容涉及容器清洗清淤、压力容器压力管道法检、动静设备、电气、仪表、通信等专业系统检修。此外，包括对10座集气站火炬、15座加热炉进行技术改造，降低天然气损耗。7处管道缺陷焊口修复、16口生产井状态监测，关键节点的安全仪表系统改造和SCADA系统点检，提高生产运行安全性。另外，还计划完成D402站铁山坡流程改造、5口气井的增产措施，提高气田产能。

为确保方案制定、物资准备、辅助施工的顺利进行，普光分公司克服困难，主动加压。严把人员健康、施工资质、技能操作、现场安全、工程质量“五道关卡”，科学安排场站检修顺序，周密计划施工方案，努力做到职工健康、高效运行、安全施工的“三保障”。（袁泉 白文京）

◆ 东胜气田打响上产“四大战” 实现首季开门红

中国石化新闻3月15日网讯，进入一季度以来，东胜气田以“开局即决战、起步即冲刺”的劲头，抢时间、赶进度、攻难题，打响上产“四大战”，迅速掀起大干快上的抢

产热潮。截至3月14日，该气田今年天然气产量突破4亿立方米，较去年同期增长10.24%，凝析油产量超过5000吨，较去年同期翻一番，实现首季油气生产开门红。

优快钻进，新井上产“攻坚战”捷报频传

东胜气田攻坚“早开钻、早投产”，缩短建产周期，发挥协调“急先锋”作用，压缩新建项目手续交付周期，优化上钻排序，实现“井位等钻机”“立井架建管线”。技术人员以“四提一降”为抓手，推动地质工程一体化，引进应用新理念、新技术，实现钻井提速提效，并以实钻显示指导压裂试气运行，提前铺设输气管线，及时跟进投产方案，使新井早间气、早进站，提高产量贡献时间。

今年来，水平井JPH-478井钻井周期4.73天，实现了水平段一趟钻，创东胜气田水平段钻井周期最短纪录；二级结构水平井J66-5-P2井钻井周期31.54天、完井周期38.12天，刷新了东胜气田二级结构导眼水平井钻井、完井周期两项纪录；提前半个月完成2022年新下达的70口共90公里单井管线放线图的提报工作，加快了后续新井管线敷设进度，使J30-7-P1/P2、J30-22、J58-9-9等四口新井较计划提前3天安全进站投产，日增产气量11.2万立方米。

一井一策，老井稳产“阵地战”战绩显著

东胜气田以分区分类分级管理与“一井一策”为抓手，应用“周对比、月分析、季总结”的动态分析机制，强化气井动态监测。技术人员基于“四线六区”对低压低产井优选配套工艺，运用“泡排+”组合工艺治理高产液易水淹井，制定科学工作制度，开展低效井全风险综合治理，试点应用负压采气、循环气举工艺、星旋式混输排采技术，控制老井递减，提高老井生产时率。

气田开展“疑难井揭榜挂帅攻关”活动，瞄准老井稳产的“拦路虎”“绊脚石”难点问题发力，通过气井产量产能动态分析、优化气井工作制度、科学配产调整等措施，使气井压降速率控制在0.01兆帕/天以内，月递减率控制在2.9%以内，有效确保气井平稳生产；同时，10口疑难井开展全风险治理，实现日增产1.1万立方米；39口负压采气井稳产30万立方米/天，实现日增产1.43万立方米；2个井组实施循环气举工艺，实现日增产1.85万立方米。

优中选优，措施增产“反击战”稳步推进

东胜气田围绕措施产量目标，瞄准长停井、关停井，系统开展气藏潜力分类评价和剩余资源评价，对长停井、关停井进行潜力再排查，并按照“由易到难，从高产到低产”的挖潜思路，优中选优、多轮论证，从产能预测、气水分布、有利区优选三个方面深化地质认识，同时，及时跟进老井复试、转层补孔、压裂、挤（封）堵水层及大修等工程工艺措施，提升措施成功率。

地质研究人员紧盯措施产量目标，措施工作早谋划、预准备，年初便集中力量提前完成分气区、分类别措施选井论证，为气藏滚动外扩、纵向挖潜和新区阵地评价提供有

效支撑；工程技术人员依据产能大小、施工难易及管线敷设进度等各方面要求，对措施井分批次、排顺序，制定时间节点，排好实施顺序；此外，气田全面实施“井长负责制”，为每口措施井指定井长，全过程跟进措施井地质论证、方案制定、施工进度及质量，目前已完成措施论证34口，实施成功8口，日增产17.0万立方米。

颗粒归仓，回收抢产“游击战”机动高效

东胜气田运用非管道气生产灵活机动高效的特点，对暂不具备管道生产的探井、边远井及时安排回收回注，创造条件释放边远井产能；强化跟踪新井、措施井产作业进度，结合生产动态，优选队伍入场回收，优化移动回收运行安排，确保见气第一时间释放产量；推进非管道气现场标准化管理，控制回收配产，精确贸易计量，实现回收气生产“颗粒归仓”。

生产技术人员充分挖掘、释放外围长停井产能，年初便完成3口直充井建设，日增产1.5万立方米；针对LNG回收气JPH-15井油压、产量双下降的状况，对该井采取加注除蜡剂的措施后效果明显，日产量恢复到1700立方米，使这口生产六年的老井实现了稳产；针对回收气井J66-4井因水淹不能正常生产，及时组织施工队伍进行气举复产，仅用时3.5小时恢复生产，为回收气井抢产增效做出有力保障。（刘鑫）

◆ 江苏油田首口应用速度管工艺气井投产成功

中国石化新闻3月15日网讯，2月24日晚上8点，江苏油田首口应用速度管工艺的气井，盐城1-2侧井投产成功。截至3月15日，该井井口压力4兆帕，日产气量2万立方米，投产后累计产气40.35万立方米。该井大修后复产成功，在盐城朱家墩阜一段西侧重燃起老区希望之火。

该井工艺设计完全由江苏油田采油一厂工艺研究所技术人员自主独立设计。盐城1-2侧井投产层位于阜一段西侧高点附近，地层压力24.5兆帕，是目前朱家墩气田西侧老区地层压力的3倍。2009年末因地层水淹，导致原老井眼井筒积液、被迫停产。2021年随着盐城天然气勘探开发进程提速，实施侧钻探边，时隔12年沉寂于地下的天然气资源，再度进入该厂油气开采技术工作者的视野。

为了技术恢复该井产能，该厂工艺研究所由该所领导牵头组织采油、作业骨干力量，深入生产、作业现场一线达13天，开展专项技术研究攻关，解决关键瓶颈，从而确保气井能够长期稳产，储量资源能够有效动用。

在盐城1-2侧完钻后，江苏油田采油一厂工艺研究所相关技术人员就积极参与了盐城1-2侧完井试气方案论证，并通过井筒压降、液面预测以及返排效率测算，及时提出了实施射孔、生产管柱一体结构，一趟下钻完井，与气举返排管柱一体兼顾的技术建议。设计了完井生产管分级最佳组合结构，并优化选定38毫米连续油管进行气举排液。技术方案实施后，不仅有效降低气举启动压力至15兆帕以下，而且增大了气举排液扬程，将返排极限深度从2700米提升至3900米。同时有效减少了连续油管在60毫米生产油管内的环空流阻，提高了排液效率。同等累排液量下，诱喷复产时长从初期30天，减少至10天。

盐城1-2侧为定向斜井，产层层顶以上1000米，井斜超过33度，导致同等条件下，气井稳产排液所需的临界气量比直井增大了近30%。并且根据历史生产动态、试气测试解释反映，该井产水高、产能低，预测液气比高，每产出1万立方米天然气，产水量超过8立方米，测试无阻流量日不足3万立方米，携液能力严重不足。

为了解决这一问题，相关技术人员通过生产系统节点分析，并结合实际生产情况，设计采用速度管工艺，使用38毫米速度管对气井实施排水采气。速度管工艺的应用，使盐城1-2侧生产携液所需的最小气量从每日3万立方米降到了1万立方米，相比于采用73毫米油管降低了60%。并且实施速度管后，该井生产压差得到有效控制，地层产水明显下降。目前日产液量已稳定在4-6立方米。此外，技术人员通过优化地面处理系统，提升产液处理能力，有效解决产水处理难的问题。

因运行年数的增加，江苏油田采油一厂盐城集气站内分离器气、液分离能力随压控等级下调而相应下降，每日新增超过8立方米的液量，对于已有近20年老站而言挑战艰巨。为此，从去年5月开始，该厂工艺研究所同相关部门合作，开展了对盐城气站分离器在低压条件下，如何提升气、液处理能力，适应盐城天然气勘探开发形势的技术论证。同年10月利用例行检修间隙，实施气站分离器系统改造。在充分利用现有设备的前提下，再度调整了站内高、低压处理系统流程布局，适应了新增气井的投产需要。此外，实施对现有气液分离系统进行串、并联结合改造，提高气液分离效率近50%。增设备用储水罐提高罐容40立方米，满足新增产水处理、缓冲需要。

结合盐城1-2侧井江苏油田采油一厂工艺研究所将根据水质化验，凝析油含量，进一步控制生产压差，提高气井自喷稳产携液时间，提高气藏采收率，并进步分析动态数据预测单井控储水平，为落实气藏动态地质储量，支撑下步勘探开发决策提供依据。

◆ 上海海洋石油局以“4321”模式开展安全管理

中国石化新闻3月18日网讯，上海海洋石油局主要从事中深海油气勘探开发工作，在多年海上生产一线和陆地的安全管理工作中，总结出“4321”安全监督检查考核机制，该机制坚持“基层是重心、现场是重点、岗位是关键、执行是核心、问责是实锤”的管理理念，以压实主体责任、加大问题整改和奖惩力度、厘清各层级职责权限为目的，解决检查不到位、责任不落实、考核流于形式等实际问题，为上海局各项工作高质量开展提供安全保障。

“4”即督查检查“四反馈”

“四反馈”即向一线基层单元、专业二级单位、职能部门和分管领导反馈。上海局安全环保部门每月按计划开展船舶体系审核、海上生产督察检查及领导定点联系情况等工作，通过不定期检查、定期汇总、阶段分析，整理存在问题，制定整改措施，形成整改报告，并由公司安委会办公室统一收集整理，定期形成问题整改报告，并反馈到上述4级安全工作责任人，了解情况，开展下步工作。同时安全管理部门根据问题严重程度分级处理：一般问题，现场提出整改意见；较严重问题，下达整改通知单并限期整改，并及时上报整改报告；存在严重安全隐患，勒令立即停工，整改完成后经职能部门验证确认，下达《复工通知书》方可复工。

“3”即分析通报“三曝光”

“三曝光”即通过OA系统、月度例会、季度会进行曝光。安环保门每月末通过门户网站、OA系统方式，通报督查检查情况，点名问题隐患责任人和主管部门。月度工作例会和HSE委员会上重点通报典型问题和严重不符项，并选取1-2个不符项案例，按照“谁来做、怎么做、会不会做、能不能做、做得如何”进行“五个回归”溯源分析，对照体系要素和部门职责，点名通报曝光。通过“三曝光”，让员工感受到安全这根弦须时刻保持紧绷状态，让问题责任人“红脸出汗”，同时警示和提醒其他部门和主管人员进一步强化安全管理工作。

“2”即责任分解“两落实”

“两落实”即落实责任、落实措施。落实责任就是明确责任部门和责任人，避免部门间、上下级间职责交叉、责任不清而出现“有组织不负责人”的现象和我不去管，别人会管的依赖思想，杜绝敷衍塞责、互相推诿、多方负责变为都不负责现象。落实措施就是根据问题或存在风险提出有针对性的具体整改措施，整改须遵循可行性、有效性、针对性原则，力戒形式主义，并建立“溯源制”闭环管理机制，实行整改责任追究制，对未按期整改或整改措施不力的责任人追究管理责任。

“1”即全员参与“一记分”

“一记分”即一次安全记分。针对违反安全负管理的行为，视情节轻重对责任人及管理人员进行一次安全记分，安全记分与员工HSE绩效挂钩，坚持严考核、硬兑现原则。以局属二级单位为例：通过实行“一人一册一档”模式使员工安全计分与其HSE上岗证书、岗位培训结合，促进了员工从要我安全转化为我要安全，大幅提升安全意识，增强安全技能，保障安全生产。目前该公司四座钻井平台一线500余人已人手一册《员工HSE记录手册》，安全记分总计56分，其中涉及管理人员记分24分，提升全员安全意识，增强了安全管理效果。

“4321”安全管理模式实践以来，员工岗位能力提升收效明显，安全管理效率显著提升。今后工作将持续完善管理模式，化被动为主动，做好事前预防，强化隐患排查、治理及追责惩戒，标本兼治，为海洋勘探开发提供坚实安全保障。（胡祖柱）

◆ 中国海油——渤海油田累产油气超5亿吨

3月14日，我国第一大原油生产基地渤海油田累产油气超5亿吨，年油气产量保持稳步上升趋势，为保障国家能源安全、推动经济社会发展作出重要贡献。

作为我国现代海洋石油工业的发源地，渤海油田油气产量由最初的十万吨级不断爬升，1995年跨入千万吨级“俱乐部”，2010年实现上产3000万吨并持续稳产12年。2021年，渤海油田原油产量达到3013.2万吨，一举成为我国第一大原油生产基地，原油增量约占全国原油增量的近50%。

“十三五”期间，渤海油田创新形成“湖盆成气”“汇聚脊”油气勘探成藏理论，指导发现了渤中19-6千亿方凝析气田和垦利6-1、垦利10-2两个亿吨级油田，连续两年获得“中国十大地质找矿成果”；创新形成“以精细油藏描述为主线、提高采收率为目标”的海上高含水后期油田开发技术体系，支撑绥中36-1等老油田持续稳产上产。同时，推动首套国产化水下井口和采油树海试项目、“新优快”钻完井试点项目等一批重大科技成果取得矿场试验新进展，建成秦皇岛/曹妃甸海上油田群岸电示范应用项目、秦皇岛32-6智能油田（一期）、旅大21-2油田国内首个海上稠油热采集成示范平台等一批重大示范工程，向绿色开发、高效开发、智能开发迈出历史性变革，助力加速实现“双碳”目标。（记者 郝艳军 特约记者 吴鹏）

◆ 南海东部天然气累产超500亿方

近日获悉，有限深圳分公司天然气累产超500亿立方米，公司紧紧围绕全年生产任务，超前谋划、周密部署、精准施策，天然气产量不断提高。

为高质量完成保供任务，有限深圳分公司在加大勘探开发力度的同时，采取有效的天然气上产对策和气井精细管理措施，强化产量指标、深入气藏挖潜、推动科技创新、优化气井生产动态监测，全力保障气田稳产增产。2月20日，南海东部油田2022年首口调整气井投产，可观的气量为天然气保供再添“底气”。

近年来，有限深圳分公司在做好大气量生产的基础上，以“智能化特色气田”为目标，进一步推动降本提质增效和安全生产。据悉，白云气田智能化一期已实现机械完工，调试投用后，可实现生产三级关断后的远程复产，将有效应对多次台风连续影响。与此同时，有限深圳分公司紧抓绿色低碳发展，2021年，白云气田通过工艺参数优化、流程改造和放空气回收等21项节能节水减碳措施，节能近3000吨标准煤，节水超4000吨，减碳超4000吨。（记者 刘亚婷 通讯员 邱婷）

◆ 延长石油——勘探公司数字化建设助力提质增效

【本网延安3月14日讯】进入3月份以来，勘探公司紧紧围绕“管理规范年”总体部署，狠抓气田数字化、信息化建设。通过生产调度指挥中心监控系统，对每口气井和每个井场的生产状况进行实时监控，不断优化生产管理，保障各气田生产平稳运行。

据了解，进入春季以来，由于陕北地区风大且气候干燥，给该公司的气井及天然气管线安全带来严峻挑战，而传统的巡井巡线和现场监督模式，很难全方位满足生产规模和产能不断增大的现场作业。

为此，该公司在通过技术人员不断自主创新和借力“三比三提升”活动等方式，不断创新气田数字化、信息化管理新模式，为天然气产建挂上提质增效“加速档”。据采气一厂生产科负责人冯军强介绍，该厂充分利用自动化、可视化、信息化等手段，将全厂40多座厂站管辖的单井生产数据全部接入进行监视和控制，实现对各井区生产指令的快速准确下达、应急事故事件的协调指挥等远程操控，形成了“井站一体、电子巡护、数字管理”的气田运行模式，大力推动了生产现场的分散管理到集中管控运行方式的转变，让天然气生产更加高效。

另一方面，随着气田自动化控制水平的不断提高和提质增效的需要，气田生产由传统运行模式向智能运行模式迈进将是必然所趋。“我们以效益最大化为目标，持续加大无人值守集气站的推广和应用。目前，已在子长区域试运行了2#和4#两座无人值守集气站。”据采气五厂延518采气大队负责人赵一心介绍，这两座无人值守集气站现在可以对井口生产运行状况监控、关断，分离器进口压力监测等各项生产参数进行实时远程监控和安全生产预警管理，站内的一切生产数据在调度室就可以一目了然。“大队以前一座集气站最少需要10人值守，实现无人值守后，这两座集气站每年可预计节约人工成本开支近200余万元。同时，也降低了送班、巡检的车辆开支，这不仅是简单的减少工作量，真正体现的是提质增效。”赵一心补充道。

据了解，该公司通过狠抓气田数字化、智能化建设，使得气井的利用率、完好率和有效率均达到90%以上，2021年实现增产1.3亿方。截至3月9日，天然气全年交气量达到12.91亿方，完成全年任务的17.9%。

◆ 勘探公司项目建设激战正酣 百亿方气田加快崛起

【本网延安3月18日讯】抢抓晴朗天气，加大人员、机械投入……入春以来，在油气勘探公司富县-甘泉地面集输工程建设现场，随处可见热火朝天的施工景象，机械的轰鸣像希望的号角，吹响在为延长石油建设百亿方一流大气田的新征程上。

富县-甘泉地面集输工程是集团公司和延安市重点建设项目，也是勘探公司“百亿方一流大气田”建设的重要接替区。计划于今年7月底建成后形成产能8.4亿方，将为延长石油在延安南部建成首个整装气田奠定产能基础。

“目前项目站内房屋主体和设备基础已基本完成，部分主要设备陆续进场安装，站外线路扫线、布管、管线焊接等工作正加速推进。”项目负责人马东介绍说，从项目开工至今，1200余名工人铆足干劲赶工期抢进度，尤其是春节期间大家放弃休假加班加点，掀起了项目大干快上的建设热潮，为确保项目按期建成投产做出了积极贡献。

与此同时，该公司实行了领导干部包重点、包弱项负责制。按照富县-甘泉地面集输工程建设内容，公司党委书记、总经理包抓净化厂建设，分管领导分抓建井作业和管线铺设等工作。公司领导全程跟踪建设过程，第一时间帮助基层解决实际困难，动态掌握建设进度，聚焦“安全、质量、进度、成本”等要素，切实提高项目管理水平。

笔者了解到，为加快产能建设步伐，今年该公司一方面围绕关键环节加大协调力度，稳步推进井场通平工作。另一方面积极探索钻、压、试一体化建井模式，持续缩短建井作业周期。同时全力加快新建项目井入网，全力释放天然气产能，全年预计新建产能16.5亿方，贡献产量5.18亿方以上，为实现百亿方一流大气田战略目标脚踏实地走好每一步。

“稳字当头、稳中求进。”今年以来油气勘探公司认真落实集团工作会精神，号召全体干部职工拿出“开局即决战、起步即冲刺”的奋进姿态，披荆斩棘、克难奋进，全力奋战在建设百亿方一流大气田的新征程上，为延长石油稳增长多做贡献，以优异的成绩向党的二十大献礼。

■ 钻井测井

◆ 中国石化——胜利东辛优化封堵莱36斜更31井获高产油流

中国石化新闻3月18日网讯，近日，胜利油田油气井下作业中心东辛作业区技术人员优化施工莱36斜更31井，开井后获得日产9吨的高产油流。

莱36斜更31井打通道施工前试压井段630-638米处半小时压力由13兆帕降至7兆帕后缓慢下降，判断有窜；打通道施工结束后试压12兆帕迅速降至6兆帕后不降，判断1660-1672米处有窜。技术人员转变观念，优化封堵方案，根据试压情况，不同层位选用不同堵剂。为保证该井封堵工艺的成功，技术人员全程跟踪监控指导施工，措施开井后，日产油量由一开始的3.5吨上升到目前的9吨，获得了喜人的成果，为同类井措施提供了技术借鉴。（毕国平）

◆ 胜利东辛作业区精细施策营87侧斜68井获高产

中国石化新闻3月15日网讯，近日，胜利油田油气井下作业中心东辛作业区技术人员优化施工营87侧斜68井，开井后获得日产22.4吨的高产油流。

营87侧斜68井补孔沙一4（5+6）层，井段2150.9-2155米，根据作业试挤压力判断该井因钻井泥浆污染导致地层堵塞。技术人员根据井况特点优化施工管柱，采用封隔器卡封保护悬挂器以上套管，防止对原井套管造成套破损坏。优选有机缓速酸体系作为主体酸，利用其逐级电离的性能达到深部解堵效果。在作业过程中技术人员及时跟进，全程跟踪监控指导，措施开井后，日产油量22.4吨，获得了喜人的成果，为同类井措施提供了技术借鉴。（毕国平 杨明新）

◆ 胜利东辛作业区多举措筑牢绿色作业屏障

中国石化新闻3月16日网讯，今年以来，胜利油田油气井下作业中心东辛作业区坚持绿企行动不放松，多举措筑牢绿色作业屏障，推进绿色企业行动计划向纵深发展。

作业区以绿色基层提升为工作目标，成立绿色基层提升工作领导小组，将任务分解落实到各专业组室，制定各运行小组的职责分工和考评办法，保障绿企创建工作有序开展，实现人人“创绿”。实行绿色施工“一单两卡”制度，细化明确绿色操作程序，发起全员绿色行动，把绿色发展理念融入生产经营各环节。从现场QHSE管理、危险废物污染管理和节能减排等方面入手加强管理，推进绿色低碳发展。

作业区引导干部员工从自身做起，利用送班会、员工大会、网络等平台进行环保法律法规知识的宣传教育及文件精神传达和宣讲，到生产一线发放环保宣传材料，使每一名员工牢固树立“绿色生产，人人有责”的理念，提高了广大干部员工的绿色清洁生产意识，并在岗位工作中转化为自觉自愿行动，为安全环保生产筑牢了一道坚实的思想防线。

作业区严格推行以“三严管理”“四不施工”“五不交井”为主要内容的“345”绿色环保管理制度。对施工现场加强监督，做到“谁使用、谁清洁”，从“管杆、液、具、制”等环节着手，时时保持井口及施工区域的清洁。作业区、项目部、班组层层签订《安全环保责任书》，制定严格的安全环保措施，做到作业环保“两不开工，两不搬家”，即：交接不清不开工，保护措施不到位不开工。环保治理不彻底不搬家，环保交接不签字不搬家。从基层项目部、班组到个人，在观念上实现了从“管结果”向“管过程”的本质化转变。

作业区还通过完善“全员考核、个人问责、重点激励”考核机制，实现严考核和强激励互补体现，确保罚的心痛，奖的心动。制定承包商安全管理奖惩办法，鼓励员工在平时监督过程中多发现承包商的不安全行为和隐患问题。依托安全监督管理站对工程前后进行全方位安全督查，对发现不按设计计划施工的、有安全隐患的及时监督、整改，整改完后进行复查，确保绿色清洁生产。年初至今，作业区交井281口，作业无污染率100%。（毕国平）

◆ 胜利西南工程兴页3井水平段施工创出高水平

中国石化新闻3月17日网讯，近日，胜利工程西南分公司70176队承钻的兴页3井，在水平段施工创出高水平。

兴页3井为川渝工区四开制水平井，井眼轨迹较为复杂，设计井深5235米，水平段长2000米，最大井斜角90°，侧钻水平段中，井壁易垮塌卡钻，且在水平段定向施工中钻压很难全部加在钻头上，给钻进施工带来了困难。造斜段所采用的PDC钻头+旋转导向钻具组合，很好地控制了角度，平滑过渡到水平段。水平段优选进口PDC钻头+螺杆+LWD组合，有效增加了机械钻速。

为满足钻井要求，精准扎入油气层，70176队从2275米增斜钻进，并从4334米处从90°升至93.1°，再降至90°稳斜钻进，复杂的井眼轨迹、定向仪器排量限制以及上粗下细的井身结构造成返砂极其困难。该队沉着应对，优化钻井液性能，精细固控设备管理，积极落实设计要求和措施，精准结合相关方意见，提高井下施工质量，确保了安全高效施工。（陈松 段旭东）

◆ 胜利技检中心通过国家特种设备检验资质评审

中国石化新闻3月15日网讯，近日，胜利油田技术检测中心特种设备检验所通过国家市场监督管理总局鉴定评审专家组的特种设备综合检验机构资质换证核准现场鉴定评审。

本次核准，专家组按照《特种设备检验检测机构核准规则》和《特种设备检验检测机构质量管理体系要求》，采用交谈、提问、查阅见证资料以及现场跟踪验证等方式，对现有资源条件、质量管理体系运行实施情况及检验工作质量等进行了客观、严谨、公正的检查、核查，对电梯检验、压力容器检验及锅炉水质检测进行了现场跟踪验证。经过为期2天的鉴定评审，专家组对油田特种设备检验所各项工作给予了充分肯定，一致认为该所能够根据内外环境的变化、法律法规的变化对体系进行更新和改进，质量体系运行有效；现有检验检测人员和仪器设备设施等资源条件满足核准项目需要，检验检测依

据的法规标准齐全有效，所申请的承压类和机电类共计14个核准项目全部通过评审。同时，专家组在进一步规范报告质量、解读上级新文件精神等方面提出了宝贵意见和建议。

下一步，该中心将以此次评审为契机，本着“严细实恒新”的态度，举一反三分析整改问题，不断夯实管理基础，持续提高质量管理体系有效性和规范性，提升人员能力素质和检验检测水平，为服务油田油藏经营主业提供强有力的技术支撑。

◆ 胜利油田生物联姻化学提高协同增油能力

中国石化新闻3月17日网讯，近日，胜利油田现河采油厂草20区块CQC20-P203井原来日产油0.52吨，现在增加至3.1吨，涨了6倍，CQC20-P201井和CQC20-P204井更是由原来产量都是0.5吨/天，现在都增加到了5吨多，涨了10倍不止。

“我们的生物化学复合体系真给力。生物体系和化学体系一结合，碰出了耀眼的火花。”胜利石油工程技术研究院微生物所高级工程师宋欣说。

近年来，随着油田开发不断深入，面对的油藏类型及开发矛盾呈现多元化和复杂化趋势，微生物采油技术“单打独斗”的优势正在遭遇挑战。胜利石油工程技术研究院科研人员不断在微生物采油技术的体系和工艺上集成创新，大幅提高技术油藏适应性，生物化学复合技术就是其中的硕果之一。该技术将功能菌或代谢产物与化学聚合物或表面活性剂等相融合，既保障了生物和化学方面各自的优势功能，又发挥了良好的协同增效能力。

为了构建生物化学复合驱油体系，胜利工程院微生物所生物化学项目组付出巨大努力。生物体系与传统化学体系复合没有经验可以借鉴，现有复配理论和经验难以指导该体系构建，项目组开展了大量生物友好型助剂筛选研究，通过4000余次洗油、降黏等测试，以及近200组物模驱油实验，终于获得理想的生物化学复合驱油体系。

该体系不仅实现了微生物对原油降黏及润湿剥离作用，同时强化了复合体系对边底水的控制和扩波及效果，提高了微生物与剩余油的接触及作用效率。

草20区块为稠油热采多轮次区块，经多轮开发之后，热采效率越来越低下，且存在边水入侵等问题，针对这种情况，科研人员利用构建的微生物与聚合物相结合的复合体系，现场小试牛刀，初露锋芒：三口油井全部取得成功，平均每口井含水降低10%以上，累计增油达到900余吨，目前仍在见效。

“工程院技术为我们热采低效油井转换开发方式提供了新方法，这种新技术欢迎你们多来我们管理区做试验！”尝到增效甜头的现河采油厂草西管理区朱经理喜不自禁地说。

油田开发到了后期，微生物技术发挥的作用越来越大。近三年胜利油田的微生物采油技术覆盖地质储量由700万吨提高到2600万吨，年增油量由4万吨提高到18万吨，预计十四五末将达到30万吨以上。

“但是还应看到，微生物采油技术本身即是交叉学科，微生物和石油开发交叉，跨

度比较大，没有经验和成功范例参考，完全靠自己摸索前进。”胜利油田微生物技术首席专家汪卫东说，“与化学驱油结合形成综合性技术是一种非常有前景的尝试。”

目前科研人员正在继续深化生物化学复合驱油技术研究，不断探索复合体系和工艺适用油藏的界限，通过微生物与其它工艺集成创新拓展采油技术适应范围，实现微生物采油技术规模化推广，助力油田绿色低碳高质量开发。（任厚毅）

◆ 中原油田胡7-295侧1井获高产油流

中国石化新闻3月16日网讯，近日，为充分挖掘构造高部位剩余油潜力，中原油田濮东采油厂石家采油管理区在胡七北部署实施一口侧钻井胡7-295侧1井并获得高产油流。

该井钻遇良好油层，压裂投产S3下10后日产液17.9吨，日产油7.2吨，含水率为60%，目前日产液、综合含水均呈下降趋势，取得良好效果，为下步构造挖潜提供了方向。

◆ 中原石油工程西南工区两口井提速提效明显

中国石化新闻3月14日网讯，近日，中原石油工程公司西南工区转变工作思路，实行“督导+服务”的管理模式，注重井队技术帮扶，两支钻井队提速提效明显。

川东南项目部施工的焦页155-1HF井，一开直径406.4毫米井眼，采用高压喷射技术，钻井周期较设计缩短两天，平均机械钻速较邻井提高23.32%。

川西项目部施工的江沙240-1HF井，采用复合盐钻井液体系，PDC+螺杆复合钻进至井深3447米完钻，二开钻井周期较邻井缩短32.26天。（邱蕾）

◆ 华北油气：大牛地气田第15口单井累产破亿

截至3月14日，大牛地气田DK13井区DP6井累产气突破1亿立方米，成为该气田第15口累产破亿的单井。目前该井日产气1.56万立方米，已安全连续平稳生产近4800天。

DP6井位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东北部，是华北石油局勘探开发研究院设计的山1段水平井，水平段长919.13米。该井在设计之初，地质人员将其与相邻的D1-4-20、D1-4-21等井做了认真细致的对比，分析认为目的层段储层石英砂岩位于河道沉积的主体部位且分布稳定，厚度大于6米，设计开展自然投产试验，2万立方米以上稳产7年，投产结果达到部署目的。

DP6井试验效果为推进上古气藏细分层系调整和山西组难动用储量评价动用提供了可靠借鉴。（关闻 于耀南）

◆ 华北油气：大牛地气田太2气藏加密水平井显示创新高

3月14日，大牛地气田D12-P74井顺利完钻，该井显示砂岩钻遇率95.83%，创太2气藏水平井显示砂岩钻遇率最高纪录。

大牛地气田太2气藏是华北油气分公司水平井区开发效果最好的气藏，储量动用程度高。D12-P74井区存在迎水面砂体尖灭快、构造变化大的问题。为提高气藏采收率，技术

人员通过建模、数模一体化精细表征隔夹层分布及剩余气富集区，结合物探高分辨率数据体属性反演，落实调整潜力部署该加密调整井。由于邻井均在太2气藏底部单砂体入靶，考虑加密井距和储量充分动用等因素，该井入靶气藏顶部单砂体设计水平段轨迹，采用错层动用厚层砂坝的思路确保精准入靶。

该井的钻遇达到了设计预期，为进一步提高气藏储量动用程度奠定基础。

◆ 经纬公司华北测控完成牛101-1井施工任务

中国石化新闻3月18日网讯，近日，富县区块牛101井区的第一口二级结构水平井N101-1井顺利完钻，经纬公司华北测控在施工中，克服井裸眼段长，岩性混杂代表性差等困难，发现良好气显示，测定了目的层构造特性。鉴于该井的良好显示，甲方特在此井区增加一口水平井。

由于N101-1井周边控制井少，局部构造复杂，实钻与设计地层存在一定偏差。现场技术负责人凭借多年现场地质导向经验，多次与甲方勘探开发研究人员进行交流，依据现场岩性及含气性变化提出9个轨迹调整的建议，均被甲方采纳。

HB034录井队及时发现、准确描述，正确评价油气显示，N101-1井实钻水平段长1002米，砂岩段长885米，其中含气砂岩段长达619.米，油气显示段全烃最高达79.595%。

详实的现场综合录井资料，准确评价了该井区的岩性组合和地层特征，也为下一步井位部署提供了可靠依据。（李玉峰 李伟）

◆ 经纬公司彭州6-6D井刷新西南油气三项新纪录

中国石化新闻3月15日网讯，近日，由中石化经纬有限公司西南测控公司提供定向技术服务的大斜度定向井彭州6-6D井刷新三项新纪录，完钻井深8206米，水平段长达1893米，水平位移达3321.73米，钻井周期提前了23天，打破西南油气分公司开发井完钻井深最深、水平段最长、水平位移最大三项新纪录，全井零事故、零复杂，首次实现了彭州区块超深水平井水平段长超过1700米的攻坚目标。

彭州6-6D井是位于四川省彭州市葛仙山镇文林村7组的一口高温高压高含硫的超深大斜度水平井，该井2021年9月18日钻进至4100米造斜点后，由西南测控公司进行定向造斜施工，施工过程中面临着夹层含气层多、地层易破碎出吊块、方位异常左漂等多重复杂困难。面对这些情况，按照该公司提速提效的工作要求，定向技术服务中心成立现场技术攻关小组，与钻井队、负责现场施工的定向33分队开展技术攻关，结合临近已完井的钻井数据，根据不同施工阶段情况对仪器组合和轨迹控制分别采取了不同措施。

由于彭州6-6D井的井况较差，偶尔出现沾卡的情况，二开使用常规PDC钻头很难满足轨迹的调整要求，前期共使用过6趟钻混合钻头，但混合钻头额定纯钻时间仅70小时，采取滑动钻进调整轨迹的机会较少，经研究后，根据地层特点优化定向仪器和钻井参数，在二开造斜至稳斜段之间仪器组合和轨迹方面进行调整，并采用多复合钻进滑动微调轨迹的方式很好地克服了井下复杂情况，优质快速地完成了二开轨迹控制。

在三开旋导钻进至井深7233米后，由于井下风险不断加高，起钻时决定更换常规定向稳斜钻具组合，面临着井底高温高压、水平段长、飘方位等重重困难，这对MWD仪器控制和定向人员的技术都是一种严峻考验。顺利下入仪器后，井底循环温度高达154℃，井底压力达到84兆帕，施工过程中，出现方位左飘、测斜时间过长、MWD仪器面临150℃以上高温仪器失衡、甲方把设计完钻井深加深160米等多种问题，定向33分队在钻进期间严格落实各项技术措施，轮流安排专人看管仪器轨迹，每15分钟反馈一次，坚持安全第一的原则下减少仪器损坏和井下风险，施工采取最匹配的钻具组合和钻进参数，配备充足优质的MWD随钻测斜仪器，结合实钻和邻井的钻井数据，针对水平段施工的难点和地层特点，反复论证施工方案，优化井眼轨迹，在上级领导支持帮助和后勤仪器的保障下，以及与现场其他各方技术分队的密切沟通协作下，制定具有针对性和可行性的措施。

最终，在多方共同努力下顺利完钻至最新设计井深8206米，刷新西南油气分公司开发井完钻井深最深、水平段最长、水平位移最大三项新纪录，并首次实现了彭州区块超深水平井水平段长超过1700米的攻坚目标，实现了定向技术在钻井提速提效中的新突破。（薛茗丹）

◆ 中国石油——长城钻探新型尾管固井水泥头成功应用

中国石油网3月14日消息（通讯员郑亚杰 赵洪杰 王曦希）3月6日，长城钻探公司自主研发的新型NC40顶驱尾管固井水泥头，在辽河油田陈古6-06-30深井尾管井中成功应用。

长城钻探聚焦国内外市场需求，加大技术攻关，自主研发了浮箍、浮鞋、扶正器等常规井下附件和悬挂器、分级箍、尾管固井水泥头等特殊固井工具，共计15类45种90余个不同规格型号。其中，新型NC40顶驱尾管固井水泥头是公司专门为127毫米深井尾管固井施工设计的高端井口工具，这个工具能够保证尾管固井施工的连续性、安全性，提高尾管固井质量。

这个水泥头的设计理念增加了内循环功能，极大地简化了井口施工工艺，降低了劳动强度和安全风险。同时，公司通过优化工具加工工艺，实现了水泥头耐压级别高达70兆帕，安全系数是常规水泥头的两倍，工具技术达到国内领先水平。

水泥头的成功使用，标志着长城钻探公司攻克并掌握了保证尾管固井整体施工连续性的技术，进一步提高了尾管固井质量，为高端尾管固井市场提供了技术支撑。

◆ 长城钻探钻井一公司延伸市场战线提质提效

中国石油网消息（特约记者吴丹）3月16日，中标道达尔苏里格南一体化项目的长城钻探钻井一公司50640、50500两支钻井队已经搬迁至苏南区块，在马不停蹄地进行最后的整改落实工作，即将开钻。

今年年初以来，长城钻探钻井一公司变被动为主动，以市场优化、技术创新双轮驱动钻井提速提效，实现发展突围。

持续优化市场布局。钻井一公司紧跟集团公司战略部署和甲方个性化、多元化

需求，立足东部辽河、西部苏里格、西南威远三大市场“根据地”，按照先算后干原则科学研判、有序推进市场战线延伸，不断提升市场质量效益。凭借优异施工业绩，中标道达尔苏里格南一体化项目，两部钻机从苏里格自营区块搬迁至苏南区块施工。辽河40609队施工完曙2-04-012井后将进行浅层气井施工，确保钻机工作量的连续性。截至目前，辽河市场钻机全负荷运转，国内外部市场施工人员已全部安全返回施工地，公司国内市场钻机复工复产率达到95%。

强化技术提速提效。钻井一公司持续推进技术方案精细化，推广应用施工前“纸上钻井”、数值模拟、EISS等大数据手段，充分发掘每一个可以提速创效的技术细节。面对川渝页岩气机械钻速低的难题，加强钻井与钻头、录井、泥浆等合作方合作，形成提速提效合力。不到2个月时间，连续改写威204区块单日进尺纪录。

◆ 长城钻探压裂公司打出低碳节能组合拳

推进“电代油” 废液再利用

中国石油网3月16日消息（通讯员孟翠茹 刘芳）3月10日，在四川阳101H4钻井平台，6台电驱压裂橇排列整齐，开足马力向地层注入压力。“自从使用了电力驱动，水平井压裂时的噪声明显减弱了。”正在YS69025队施工的技术员李博学高兴地说。

使用电力驱动仅是长城钻探压裂公司为推进绿色作业、节能减排的一个缩影。这个公司坚持环境保护优先，以打造绿色企业为目标，打出低碳节能组合拳，全力推动绿色低碳发展。

结合长城钻探下发的环保目标，全方位排查压裂公司的减排点源，积极推进减排项目实施。长城钻探在四川地区推进电驱泵“电代油”项目。该项目主要围绕压裂智能化、自动化、信息化，从配套装备、集成控制、数据采集、施工工艺、操作模式等不断对电驱压裂模式进行升级改造。2021年降低用柴油2196吨，减少二氧化碳排放量为6907吨，与原有压裂方式相比噪声污染降低了30%。

实现废液再利用。这个公司积极倡导清洁生产，生产实现了油水不落地、不外排、零污染，因地制宜对返排液进行回收再利用。在四川地区，采用耐盐变压裂液体系，通过区域管网实现利用率100%。在长庆地区，采用生物胶和速溶瓜胶压裂液体系，苏里格致密气区块返排液重复再利用液量18.06万立方米，返排液重复再利用率达到54%，合规处置返排液39.98万立方米，合规处置率达100%。

为保障员工日常生活安全，长城钻探压裂公司遵循“宜电则电、宜气则气”的原则，在长庆地区，推进生活区燃气灶“气改电”。改造21台燃气灶，年降低使用天然气6.5吨，减少二氧化碳排放量19.2吨。

长城钻探压裂公司狠抓生产运行中的浪费，推进工艺控制精细化和节能技术攻关，通过开展日清月结、北斗里程核查、重点车辆监控、施工机具测试和应用油料监控系统，累计实现降低柴油使用量392吨；减少二氧化碳排放量1233吨。

目前，长城钻探压裂公司正着力于清洁压裂液的配方的设计，为节能减排把好源头关。

◆ 渤海钻探第一固井公司冀东项目部为甲方提供优质技术服务

9年连获“优胜基层队”称号

中国石油网3月14日消息（通讯员张峰）3月上旬，经过评选，渤海钻探第一固井冀东项目部被甲方授予“提速提效优胜基层队”称号。项目部已连续9年获得这项荣誉。

进入冀东油田市场以来，项目部秉承“成就甲方就是成就自己”的理念，以服务保障油气增储上产为己任，加大科技研发力度，不断升级技术装备，施工能力和技术水平持续提升，成功解决油田陆地和人工岛多项固井施工难题，为冀东油田勘探开发提供了优质的固井技术服务保障。

面对冀东市场“一陆多岛”的独特开发格局，项目部以保障施工质量为首要任务，精准跟踪钻井队生产动态，准确分析预测每日生产任务，提前做好混灰、配水、化验等前期准备工作，积极与海事运输部门密切联系，做好物资装备运送，确保了人员、设备的合理调配。冀东3号人工岛刚建成时，设备和人员进出依赖船只。为优质完成施工，项目部提前一周进入状态，对设备进行全面检查、维修、保养，重新对施工人员进行海上作业安全生产培训，确保首轮2口井施工按时高质量完成。

这个公司针对冀东油田复杂结构井、大位移井多的特点，加大技术攻关，用两年时间推出了适应当地施工情况的端岛模块固井技术、深探井尾管固井技术、大位移水平井尾管固井技术、深层天然气井固井技术等固井专项技术，先后创下冀东油田一次性封固段最长、使用水泥浆密度最低两项纪录，创造了冀东油田套管一次水泥封固段最长纪录，创出冀东油田尾管封固段最长纪录。8项固井配套技术攻克了深井固井、注水调整区复杂井固井难题；6种新型水泥浆体系解决了大温差、胶乳防窜等施工难题，项目部固井服务技术实力大幅提升。

◆ 渤海钻探录井二公司谋定后动市场创效多点开花

中国石油网消息（通讯员孙汉雄 王红旗）3月15日，从渤海钻探录井二公司山西煤层气市场传来消息，此前中标的录井技术、定导一体化两个工程技术服务项目正式完成与甲方合同签署，有望成为录井二公司新的市场创效增长点。

去年以来，录井二公司秉承“成就甲方就是成就自己”的理念，全力聚焦华北油田煤层气分公司“上产20亿立方米产量任务”目标。煤层气项目部员工科学谋划录井工作顶层设计，强化安全管控工作先行，先后收到两封建设方表扬信、7封合作方感谢信。共启动37支队伍，累计完井214口，比上一年增加94.5%，营业收入增加99.45%，创该市场历史最高水平。

市场是创收的命脉。山西煤层气项目部优化市场布局，合理调配人力资源，在

地质导向师缺口达27人的情况下，深入推进“一人保多井”管理法，最多以72人保障18支队伍运行。通过二线支援一线、动态调配等方式，确保华北油田山西煤层气分公司市场占有率达100%。同时，谋定而后动，提前摸排掌握甲方钻机调拨搬迁信息，先后6次到亚美大陆煤层气公司交流对接，凭借良好的服务品质和施工业绩，从7家同行单位竞标中，以第一名优势成功中标。

录井质量是稳固市场的法宝。这个公司创建工程作业智能支持中心，实现了现场导向与基地共同决策，保障24小时实时监控，并建成水平井地质导向决策中心，提高施工水平。今年一季度，公司承担导向任务的郑试76平-15-5L井6天完成水平段进尺1276米，煤层钻遇率98.82%，刷新郑庄区块15号煤层水平井最长水平段纪录。

◆ 东方物探西安物探装备分公司着力青年员工培养

系统化“育苗”增强企业发展后劲

中国石油网3月18日消息（通讯员白天鹭 张东阳）3月中旬，东方物探西安物探装备分公司新入职员工培训顺利进入第二阶段。西安物探装备分公司把人才培养视为增强企业发展后劲的重要举措，多措并举助力青年员工全面发展。

自去年9月起，西安物探装备分公司针对新入职大学生制订“123”轮岗实习计划，引导青年员工快速找到干事创业的方向；系统部署入职培训工作，精选培训内容，坚定青年员工理想信念；定期将阶段性考核结果录入“中油易学”平台，实现动态考核、追踪评价，实现人才培养闭环，确保培训计划取得实效；按照东方物探公司人才培养规划整体部署，开展“双导师”带徒活动，帮助新员工快速融入公司高质量发展进程，将个人发展融入企业发展。

产品研究所党支部积极开展“党建+团建”活动，对新入职员工在思想建设、能力提升两个方面双管齐下，进行系统化培养。定期与新员工开展集中座谈，加强教育引导，培养他们的团队意识、奉献精神；平时一对一谈心谈话，了解青年员工的思想动态，建立情感上的归属感；随时与分公司团总支沟通，共同引导青年员工听党话、跟党走；与青年员工“双导师”持续交流，掌握新入职员工业务成长状态，及时督导，调整培养计划。

在产品研究所精心“浇灌”下，“党建+团建”初见成效。在不同岗位的磨砺中，产品研究所4名新入职青年员工迅速成长，在更重要的岗位上挥洒青春与汗水。

◆ 东方物探加快推进世界一流创新型企业建设纪实

创新驱动 构建“一体两翼”格局

3月10日，记者从东方物探有关科研生产单位了解到，截至目前，东方物探自主研发的低信噪比海量数据智能初至拾取软件在7个重点盆地60多个项目运用，效率提升10倍以上；光纤精准储层改造监测技术、产剖监测技术在油田实现首次应用，对水平井压裂效果评估、产气产液贡献率做出精准评价。这是东方物探依靠科技创新，加快构建“一体两翼”业务发展格局，为全面推进高质量发展提供新动能的一个缩影。

东方物探围绕业务链部署创新链，依靠创新链提升价值链，打造物探原创技术策源地和物探产业链“链长”，大力发展核心勘探主业，积极推进主营业务向开发领域、新能源领域延伸拓展。

东方物探以核心勘探业务为主体，充分发挥全产业链优势，提升综合一体化服务能力，着力打造形成公司独特竞争优势，核心软件实现升级换代，“AI+物探”新技术研究取得重要进展，智能化处理解释关键技术取得重大突破。核心装备实现自主可控，陆地节点、海底节点、高精度可控震源、光纤仪器等重大勘探装备全面实现工业化应用，有效掌控地震勘探核心技术利器。核心技术集成创新迈上新台阶，形成复杂高陡构造、碳酸盐岩、页岩油气、OBN勘探等针对地质目标的采集处理解释一体化技术，PAI技术内涵不断丰富发展。数智化转型取得新跨越，“数据平台化、管理信息化、业务智能化”三大工程深入实施，智能化地震队、智能海洋作业平台行业领先，智能生产运营中心、采集处理解释一体化协同环境成熟应用，智能物探建设迈上新台阶。

东方物探发展核心勘探业务注重在陆上采集、海洋勘探、处理解释、软件研发和装备制造4大领域全面推进。充分发挥一体化技术优势，利用陆上综合勘探实力，加快发展双复杂区地震勘探、非常规油气勘探、井中地震、非地震等配套技术；以满足国内“五油三气”重点盆地勘探需求和提升海外高端市场占有率为重点，大力研发应用基于节点、高精度可控震源的“两宽一高”高效采集技术，全面推进勘探生产提质增效。着力打造浅水OBN全产业链技术优势，稳步发展高端多用户业务，成为具有国际竞争力的OBS勘探服务公司。优化国内靠前服务布局，积极推进地震地质工程一体化，加快建设中东、中亚、非洲、美洲、东南亚等5个海外规模站点，打造国际一流的地震资料成像中心。构建开放包容的研发体系，完善核心软件和装备技术性能，加大创新成果推广应用力度，与勘探生产、市场开发形成协同效应。

东方物探在大力发展核心勘探业务的同时，注重业务发展向“两翼”延伸。做好光纤智能油藏业务以及油气风险合作业务，向开发领域延伸，推动业务跨越式发展。积极发展新能源服务业务，力争在国家和集团公司的大力支持下，发展CCUS、地热、天然气水合物与伴生矿勘探、储气库工程建设与综合能源服务等业务，抢占能源转型发展先机。

东方物探在构建业务发展格局中瞄准“十四五”科技与信息化创新目标，优化科研体制机制，进一步强化对重大装备软件、重大配套技术研发的持续支持；坚持立足国内拓展国际，立足勘探拓展开发，立足常规拓展非常规，立足传统业务拓展新业务。同时，深入推进科技创新体系建设，注重优化业务布局，努力推动公司发展从规模速度向质量效益持续转变，从量的扩张向质的提升转变，为加快打造世界一流创新型企业夯实基础。

◆ 大庆钻探全面实现废弃钻井液不落地

中国石油网3月16日消息（记者张云普 通讯员李新龙）截至3月10日，大庆钻探已建成7座废弃钻井液集中处理站，日处理能力达8300立方米，全面实现废弃钻井液不落地，今年年初至今已绿色高效地完成钻井进尺121万米、交井712口。

大庆钻探落实大庆油田关于碳达峰、碳中和工作部署，着眼未来科学谋划新发展，以中心组扩大会议为契机，带头探索绿色发展新路径，邀请国内“双碳”研究领域知名专家对两级机关领导干部进行专题讲座，为节能减排顶层设计再添思想动能。

大庆钻探作为铁人带领过的队伍，多年来始终弘扬“干工作要经得起子孙万代检验”的铁人精神和优良传统，不断探索生产效益和节能环保的相互促进。在新一届班子带领下，大庆钻探坚定不移走好绿色低碳发展路线，制定了“推动传统高能耗业务转型升级，提升清洁能源替代率，实现绿色低碳生产”的发展目标，先后下发了《大庆钻探环境保护管理办法》《大庆钻探环境保护考核实施办法》《大庆钻探固体废物污染防治管理办法》《大庆钻探放射源管理办法》等办法方案，对泥浆处置、钻井现场环境保护、固体废弃物等10项环境风险管控工作提出了具体要求，为绿色施工提供了制度保障。

工作中，大庆钻探注重环保重点环节处置能力建设。目前，已建成7座废弃钻井液集中处理站，日处理能力由4000立方米快速攀升至8300立方米。各生产小队使用泵举升方式将生活污水统一收集，实现施工生活污水不落地。他们强化危险废弃物处置管理，实现危险废弃物合规处置率100%。大庆钻探成立了钻井液技术服务项目经理部，对钻井液重复利用实现节能减排，目前水基和油基钻井液利用率分别达33%和42%。

面向未来，大庆钻探还将强化环保网格化管理，推进电代油、气代油、风光代油等工作，为建设基业长青的百年油田争当绿色环保先锋。

◆ 川庆钻探长庆钻井总公司“党建+”管理模式激发新活力

“党建一体化合作区”架起连心桥

中国石油网消息（特约记者董晓燕）3月15日，川庆钻探长庆钻井总公司50571钻井队党支部召开“提质增效讨论会”，为常规小井眼定向井高桥27-104井施工中出现的难题寻找解决方法。

公司以“基层党建‘三基本’建设与三基工作有机融合”为载体，在钻井施工一线应用“区域项目制+专业化”的大党建模式，成立“党建+提质增效”领导小组，与甲方项目组和固井、测井等施工方协作方成立“党建一体化合作区”，牢固树立“成就甲方就是成就自己”的理念，找出提质增效短板，列出问题清单，逐条整改，为钻井生产提质增效提供思想和组织保障。

生产经营的难点，就是党建的重点。成立“党建一体化合作区”，就是坚持问题导向，立足钻井施工实际解决问题。公司利用“党建一体化合作区”即时通平台，使钻井队党支部不断加强与甲方、协作方的合作沟通，收到良好效果。

50571钻井队党支部面对提升长南区块电测一次成功率等施工难题，通过组织开展“党建一体化合作区”与甲方项目组钻井办党支部及区域技术办党支部共同研究制定针对性措施，落实“一井一策”，超前组织对接，做好特殊地层的钻井液性能维护，精

准操作，避免了因井塌造成的井下复杂情况发生，也确保了一次成功率达标。

同时，各基层单位在“党建一体化合作区”成立党员先锋示范队，集中力量开展钻井施工井难题攻关，加强成熟技术集成应用和推广，推动提质增效、降本增效。靖边区域每名党员积极在工作中发挥表率作用，做到自身无“三违”，区域无隐患、无事故，推动责任区域内标准化建设，打造区域示范化样板。

自从“党建一体化合作区”成立以来，基层员工明显感觉到，在同一井场上共同工作的所有员工变成了一家人，员工的集体感、归属感明显增强。从提升施工质量到解决生产经营难题，“党建一体化合作区”架起了思想连心桥，为区域发展贡献智慧，激发了党建新活力，对形成“优势互补、共建共享、共同发展”的良好局面起到积极推动作用，实现了思想共融、资源共享、责任共担。

◆ 川庆钻探：长庆固井公司细化方案让“生命之井”长寿

今年固井质量一次合格率保持100%

中国石油网3月14日消息（通讯员杨军 记者马睿）3月10日，川庆钻探长庆固井公司生产启动仅20余天，固井作业完成量已达170口，固井一次质量合格率为100%，顺利实现了平稳起步、逐步加速的阶段性目标，以决战决胜之姿开启了固井新征程。

长庆固井公司今年承担着长庆油田3000余口井的固井施工。为确保首轮固井质量稳步提升，3月1日至8日，由技术专家组成的质量诊断组，深入6个一线固井工程项目部，开展了固井质量巡回帮促。

“固井质量是井筒作业的生命工程，井身质量决定着油气能否上产稳产。”川庆钻探公司企业技术专家贾芝介绍，固井水泥浆一旦入井，就没有返工机会。若固井质量不合格，必将影响油气井的产量，甚至可能导致全井报废。多年来，长庆固井公司始终秉承“质量就是固井压舱石”的理念，把固井当作保障油气田稳健持续发展的头等大事抓紧抓好。

去年，依据集团公司5条固井质量管控“红线”要求，长庆固井公司制定了22条质量管控措施，一次固井合格率达到92%。固井质量的稳步提升，为不断扩大市场份额、提高市场竞争力奠定了基础。“十三五”期间，公司年平均固完井3000口以上，一次固井质量合格率由72%提升至92%。

今年是“质量攻坚年”，公司的质量管控措施经多轮讨论研究后，从22条增加到43条，细化了固井施工设计、技术方案对接、水泥浆性能复核等方面，并落实到部门、单位和责任人。“今年我们自己敲定的固井质量一次合格率是95%，要保证承担的3000多口产建工作量达到目标，必须把43条固井质量提升措施落到实处。”长庆固井公司工程技术科负责人邢鹏举说。本部各部门还制定了《2022年度固井技术质量帮促工作方案》，在与基层各单位签订的《2022年度固井工程质量责任书》中，进一步明确了各自的否决性指标、过程性指标和结果性指标。

谈及如何保障公司的具体要求在一线落实落地时，长庆固井公司第二项目部主管技术副经理马立国说：“生产启动以来，结合辖区实际，我们进一步细化了固井质量提升措施。比如，我们将根据井型和井情，优选技术人员负责固井设计和现场施工指导，确保工作能力和固井任务最优匹配，优质高效完成革命老区庆阳油田上千口固井任务。”

苏里格区块今年的气井固井任务占长庆固井的“半壁江山”。公司所属苏里格固井工程部针对去年每个区块、每种井型存在的问题，分类开出“药方”，制定了《2022年苏里格区块固井方案》《苏里格固井质量提升措施》等技术要求。

“现在的固井质量要求非常明确，在施工过程中，队干部、技术员、操作工等只需要各司其职，严格按照规程操作就是合格工程。”长庆固井公司“固井工匠”、GJ12214队水泥车驾驶员杨天荣说。

今年截至目前，跟踪固井质量声幅图反馈显示，长庆固井公司固井质量一次合格率保持100%。

◆ 西部钻探固井公司成功应用远程无线电磁流量计

中国石油网3月15日消息（记者马宏旭 通讯员李钊）截至3月11日，西部钻探固井公司研发的远程无线电磁流量计成功应用5井次，现场记录误差在1%以内。

实时监测固井流量和压力，按照设计动态调整施工参数，有利于提高固井施工水平，确保固井质量。固井公司针对固井工作量增多、施工难度增大、质量要求严格实际，联合高校合作攻关新型流量计。

技术人员通过优化模块化设计，开发远程传输系统，经过室内实验、现场应用到量化生产，历时4年成功研发出远程无线电磁流量计，实现压力、流量等数据精准监测、无线传输。新型流量计各项指标均达到国内领先水平。为加快促进科技成果转化为生产力，固井公司详细编制操作规程，开展专题培训，广泛推广新型流量计，确保施工作业优质高效。

◆ 西部钻探推行单井经营模式观察

3月14日，西部钻探70045钻井队承钻的葡探1井钻至6497米，实现了三开中完，打破吐哈油田钻井最深纪录，提振了吐哈油田“推动油气当量再上300万吨”的信心。

年初以来，西部钻探公司深入推进单井安全提速创效工程，变“打井”为“经营井”，突出解决钻探经营成本高、盈利能力不强等突出问题，提升单井创效能力和市场竞争力，助推新疆、吐哈市场占有率分别达到83%和100%，塔里木、川渝、长庆等战略市场各专业工作量和效益实现持续增长。

守牢发展底线 让油田满意

西部钻探公司严格执行井控安全环保和重大质量事故一票否决制度，将井队员

工收入与单井提速创效成效挂钩，认真落实事故复杂防控一把手责任，做到重点井全过程视频监控、专家全天候远程指导、干部全方位驻井监管。

2021年，公司投身新疆油田“五场会战”、玉门环庆“百日会战”，联合青海油田强化重点探井攻关，打出98口高产井、发现井，助力油田斩获10项勘探重大成果，整体服务满意率达100%，收获的贺信嘉奖数量位居中油技服第一。

“事故复杂是最大的损失浪费，并没有效益，就没有戏唱。”70045钻井队队长康华认为，要想提速创效，只有把井打成打好才能有效益。

针对沁探1井二开井段井壁剥落、掉块卡钻等复杂险情，70045钻井队实施关键井段、特殊作业“地质工程双监督+司控泵房双盯岗”方案，创胜北区块大井眼单趟钻最快机速和钻头最长行程两项纪录，较区块最优指标提高28%。

2021年，西部钻探4000米以深井开钻392口，承担了集团公司42%的“五类重点井”。其中完成水平井进尺200万米，同比增加25.7%。

打造优质工程 让行业认可

西部钻探公司树立“只有油田实现效益开发，钻探才有工作量”意识，联合油田共同优化井身结构、工艺技术，推行“一区块一模板、一口井一方案、一趟钻一对策”提速模式，将工序提速模板细化精确到小时，2021年，拉动钻井提速12%、压裂提效20%，推动新疆、青海、吐哈主导市场占有率达90%、工作量增长36%。

70243钻井队下达任务书、制定时间表、固定责任人、严把质量关，固化经验做法，2021年在新疆玛湖金龙2井区高效完成“七开七完”水平井施工，完成年度计划136%，累计节约工期50天。

西部钻探公司建立“公司统领、区域共享、单位协同、实现共赢”机制，将“打快”作为单井创效的重要手段，精细井段一趟钻管理，实施处级领导包区域和事故复杂专人处置，加强技术方案把关和关键工序现场指导，自主施工、单队年进尺提高21%和16%。

在柴达木盆地，公司坚持靠前保障，推广涩北会战成熟经验，充分发挥技术保障组的靠前服务职能，及时指导钻井队改进生产运行、技术管控、措施执行等工作方式，实现紧贴现场、分层管控、快速处置。2021年，公司完成钻井进尺73.75万米，刷新纪录20余项，200口一级风险井平稳受控。

精细考核管理 让员工做主

“单井一天到底花了多少钱，一目了然。各类生产费用支出，几分钟就能查到。”50068钻井队队长谢慧祥每日登陆单井评价系统，了解当日井队成本各项支出明细。

工资靠贡献，奖金靠效益。西部钻探公司扩大经营自主权，科学推进单井信息

化考核，以口井为单位绘制“心电图”，通过单井预算“科学化”、财务流程“信息化”、成本计费“即时化”、对标指标“直观化”，客观公正评价单井业绩，突出“业绩决定收入”的考核导向，激发钻井队的市场意识，有效发挥钻井队的降本节支主体作用。

90008钻井队聚焦关键生产工序衔接和节点控制，严密测算单井目标工期，制定奋斗工期、目标成本和单井提速运行大表，同时将其分解落实到关键岗位；当日通报班组生产任务完成情况，并纳入员工业绩考核。这个钻井队承钻的JLHW298井较目标工期提前9.87天，创区块3项纪录，节约成本近40万元。

“实施单井安全提速创效工程以来，改变了以往‘以进尺论英雄’的观念，也增强了员工当家做主的经营意识和市场意识。”70546钻井队队长李生杰说，“公开单井的成本账以后，岗位员工会认真对标并积极改进工作方式，止住效益出血点，进一步增强了市场竞争力。”（记者 马宏旭）

■ 海外勘探及工程

◆ 中国石化——国勘公司：携手知识共享 共促国际化能力提升

中国石化新闻3月18日网讯，近日，国勘公司工程部与美国公司联合举办主题为《美国工程板块管理与应用》的海外工程技术大讲堂，这次连线互动是对标世界一流油气公司、共同提升国际化经营管理能力的重要实践，与会人员就相关问题进行热烈讨论，就适用技术是降本创效的有效途径等形成共识，明确了攻坚方向。

国勘公司领导赵全民出席大讲堂并讲话。他指出，2021年度工程板块井控安全无事故，作业者项目稳步推进，也为曼苏里亚项目评价与部署作出贡献。国勘工程板块应始终树立“一盘棋”的工作思路，需要“厚植海外情怀”，积极与海外项目“结对子”，技术与管理是工程板块的“一体两面”，同向发力，聚力发展。增强使命感、责任感，凝心聚力，发扬“只争朝夕”精神，知重负重、攻坚克难、担当作为。不断提升国际化经营管理水平，切实肩负起推进国际能源合作主力军责任的光荣使命。梳理海外项目工程技术、工艺挑战和生产一线实际问题，扎实做好工程技术决策、把关、指导和支持工作。（徐健 付英哲 刘任远）

◆ 国勘公司：英国北海项目Piper G井日产原油5200桶

中国石化新闻3月16日网讯，近日，英国北海Piper油田Piper G井完成生产测试并投产，日产原油5200多桶，远高于预期，使联合公司（RSRUK，SIPC权益49%）日产重上40000桶台阶，为实现项目今年产量任务和降低单桶作业成本目标开了好头。

国勘新的北海项目管理团队成立后，面对由于老油田自然递减、资产完整性、投资和成本控制、新冠疫情等多方面原因，产量大幅下滑、急需老油田新的加密井补充和增产降本的客观要求，以及RSRUK近几年大部分增产保产工程延后的现状，团队全面加强项

目运行管理和股东行权管理。国勘公司多次组织北海项目管理团队、总部相关部门、石勘院技术团队进行研讨，围绕产量、成本核心问题进行多次分析和讨论，找出问题、分析潜力、提出建议；充分利用董事会、执委会及与另一股东Repsol的工作交流会议等机制，积极推动、推进RSRUK已经获得股东批准的增产、保产和降本项目，确保相关措施的有效实施。

目前，Piper油田加密井D井和Blake油田加密井B2z-Attic井已经开钻，NAC油藏加密井井位也在加紧论证中，随着新井陆续投产、老井修井作业和设施维护工作加强，将为完成项目权益油计划指标打下坚实基础。（徐健 王建 唐俊）

◆ 国勘公司：坚持体系思维 提升HSE管理水平

中国石化新闻3月17日网讯，国勘哈萨克斯坦公司所辖21个油田，点多面广线长。公司高度重视HSE体系建设工作，在开展HSE体系升级时充分融入HSE文化活动、HSE高风险联系点等管理特色。

升级体系，查缺补漏，夯实基础。公司HSE管理体系包括领导力和承诺、方针和目标、基础保障、危害和影响管理、标准和要求、计划执行和监控、审计评审和持续改进等9大关键要素。各要素不是孤立的，领导力和承诺是核心，方针和目标是方向，基础保障、危害影响和标准要求作为支持，计划执行、审计改进是循环提升过程。

公司HSE管理体系以《管理手册》为纲，包括33项通用HSE管理程序和7项专业HSE管理规范，各项程序做到简洁全面、可操作性强。在新体系中，自上而下的承诺和HSE文化的培育是体系实施基础。公司坚持体系思维，用体系指导实际，创新工作方式，在HSE管理手段上既有硬件又有软件。公司倡导树立“为安全健康和家庭幸福工作”的HSE文化理念，编制《HSE文化建设推荐做法》，各子公司积极组织油田员工家属访问油田、播放家属嘱咐安全的视频、举办油田子女安全主题绘画比赛等系列活动，用家人亲情关怀，强化员工安全行为。

做好体系升级后的宣贯培训计划，以体系为纲落实安全工作。公司以新体系为工作抓手，将HSE文化、管理要求融入具体的制度建设和实际工作中。以公司安全总监宣贯新体系为开篇，以HSE部组织开展“线上+线下”的全员培训为跟进，重点对应知应会内容进行宣传，让HSE管理要求内化于心、外化于行，全面提高员工对HSE管理新体系的认识，促进责任落实，强化制度执行，提升员工安全意识。公司将印发体系小手册和宣传口袋书，不断加深全体员工对HSE管理新体系的理解。（徐健 翁行芳）

◆ 中国石化船用油登上希腊超大型油轮

中国石化新闻3月18日网讯，3月9日，中国石化润滑油国际业务中心在新加坡为希腊船东的30万吨超大型油轮首次补给SINOPEC船用润滑油，实现与该客户的首次合作。

该希腊客户是一家专业的超大型油轮（VLCC）运营商。中国石化润滑油国际业务中心2021年将该客户列为重点目标客户，业务人员协同经销商持续加强技术交流，向船东介绍SINOPEC船用润滑油的优势，最终实现双方合作。

近年来，中国石化润滑油国际业务中心积累了丰富的超大型油轮服务经验，SINOPEC润滑油目前已在国内外数十艘超大型油轮上成功应用。（梁荣立）

◆ 十建阿曼炼油项目对标提升赋能工程建设

中国石化新闻3月16日网讯，近日，炼化工程十建公司承建的阿曼杜库姆炼油项目以“对标提升”为工作主题，全力为工程建设赋能，确保该项目安全、优质高效实现高标准中交目标。

“剩余96个管道试压包还需要进一步优化，要对标国内古雷炼化乙烯项目管道模块化试压方式，提升项目建设施工效率。”3月14日，项目部对阿曼杜库姆炼油公用工程项目提出了13项施工技术创新对标提升方案并加以实施，有效加快了项目建设总体施工进度。

项目部精准对标施工技术创新软件成果应用，先后在安全管理“云建造”、“双视频”风险隐患排查、质量问题整改闭环管理、焊条发放手机APP等9项施工技术创新软件应用中展开对标提升活动，参与项目建设的钢结构、管道、设备、电气仪表、防腐保温等10个专业在施工技术创新软件应用对标中，提升了施工工效。

“项目部的对标提升策略，让各专业施工人员受益匪浅，通过技术创新软件应用，项目建设施工工效得到显著提升，自项目建设进入管道试压吹扫设备试车阶段以来，我们的施工机具及人员成本费用比原计划降低了50%左右，对标提升活动显著提高了施工效率，降低了施工成本。”总工程师李有财对项目部实施的技术创新对标提升措施赞不绝口。

目前，项目部根据阿曼杜库姆炼油公用工程总体项目建设节点要求，通过对外与外方总包单位对标先进的安全、质量管理理念，对内对标国内集团公司重点建设项目的施工技术创新应用成果，加快杜库姆炼油项目建设进程，为打造境外优质工程提供有力保障。（田元武）

◆ 海外故事 | 郑勇：甘做海外项目建设的螺丝钉

郑勇是江汉石油工程公司国际合作公司厄瓜多尔项目部的一名设备管理人员。30年来，他与江汉同行，投身海外项目建设，以钻修井队为家，为海外设备“代言”，和志同道合的江汉人一起，用毅力和实干搭起了一个个江汉“钻塔”，用勤劳和汗水矗起了一座座理想山峦。

“我服务石油一线已经30多年，提升现场设备管理水平一刻都没敢放松，我希望自己像螺丝钉一样，多为江汉项目建设作贡献。”郑勇无怨无悔地说。

2010年，郑勇来到“赤道之国”厄瓜多尔，开始在厄瓜多尔项目钻井队工作。厄瓜多尔多为热带雨林气候，酷热、雷电、暴雨等极端天气随时随地切换，在这样的天气里保证设备正常运行是一门技术活。刚到厄瓜多尔，一切从零开始，注定要起早贪黑忙个不停。

郑勇和当地员工不仅要实时紧盯设备运行状态，还要挤出时间一起研究设备说明、机械图纸、保养办法，在工作面前执着忘我、不知疲倦。他说，大伙儿都不轻言放弃，坚持奋战在一线施工现场，这正是优质海外项目背后最重要的精神因素。

回忆这十年的海外工作经历，最强烈的期待是复苏。“今年，总算迎来全球油服市场复苏，我们江汉在海外复工复产的队伍越来越多。”郑勇讲起近期油价上涨，满怀信心继续说，机械师虽然不能直接帮助项目闯市场、签合同，但可以促进停等设备尽快恢复性能，这也是在为江汉海外市场开发作贡献。

2021年7月，厄瓜多尔SINOPEC168钻井队准备复工。168队主体设备因在雨林停放18个月之久，多个部件出现问题。郑勇把整个身心一股脑放在设备维保上，带着当地员工认真检查各设备、各部位、各线路的运转情况，顶着烈日暴雨逐一排查，抢着节点调试设备，终于达到业主各项验收标准，取得了开工验收95分的好成绩。

开工后，钻井队采用全新的螺旋导向技术，设备所承受的负荷更重。郑勇加大设备的巡检力度，与外籍机械师签订“师徒合同”，带着当地员工一起提高设备操作、维保工作水平，和“洋徒弟”一起制订方案，提升设备生产力和效率，设备完好利用率达100%，NPT时间为零，日费率达到99.8%，赢得了业主的一片赞誉。

2021年11月，厄瓜多尔SINOPEC191钻井队即将复工。这是项目部刚争取到的新合同，该队启动之初，面对人员新、设备旧等问题，复工复产困难重重、举步维艰。项目派郑勇援助“三新”队伍，郑勇马不停蹄连夜冒雨赶往191队，连续奋战3个昼夜解决设备“疑难杂症”，终于提前2天顺利开钻。

施工中，他放弃回国倒休机会，参与到设备维修战中。他解决了“铁钻工”不运转、司钻房“液压站”无压力、“电磁阀”堵死不进气等老旧设备问题，给洋徒弟悉心讲解设备知识，一起做好设备巡查，及时发现设备隐患，利用固井候凝时间，连夜多次抢修设备，设备完好率一直保持100%，获得了业主的一致认可。

“我们海外员工都有一个信念，希望用自己的双手，推动钻修井项目在海外市场开花结果，成为江汉海外业务全面可持续发展的螺丝钉，为公司海外项目建设和‘一带一路’国家经济发展多作贡献。”郑勇说。（吕敏）

◆ 海外故事 | 排查质量隐患的“大头兵”

3月12日凌晨5点，王兵就起床了，他匆匆吃完一包方便面，就戴上安全帽从生活区赶往项目建设工地。作为炼化工程十建公司阿曼杜库姆炼油项目部的施工经理，他实在放心不下项目建设扫尾阶段的施工质量。

“距离杜库姆炼油项目公用工程高标准中交的日子越来越近了，最后冲刺时刻的施工质量管控决不能含糊，管道焊接要保持100%的合格率，管道试压、设备试车要保证一次通过外方总包的验收。”王兵边走边在心里盘算着施工质量管控的事情。

在项目部里，王兵排查施工质量隐患是出了名的，任何施工质量管理中“低老坏”

问题都逃不过他的眼睛。因为王兵的头比较大，中外参建员工亲切地称他是排查质量隐患的“大头兵”。

“焊接质量通病有很多种，特别是焊缝高度要符合标准要求。比如这道焊缝高度超出了1.5毫米，就得需要打磨一下了。”早晨8点半，王兵开始为中外参建员工进行“可视化”质量交底，他制作的三维动画版的焊接质量隐患排查课件，深受焊工们喜欢。

“王兵经理制作的三维动画‘可视化’质量交底课件，通俗易懂，未熔合、咬边、气孔、夹渣等16种焊接质量通病的特点及防范措施都可以清楚的演示出来，帮助我们提前排查了这些焊接质量隐患。”项目部管道焊接作业人员刘奇峰深有感触地说。

其实，为了开发这款“可视化”三维动画焊接质量交底课件，王兵下了很大功夫。在做好现场施工组织协调的同时，王兵充分发挥自己在大学里所学的焊接专业理论优势，对项目建设过程中长期存在的各类焊接质量“低老坏”问题进行了深度分析，从焊接工艺、焊接材料等基础施工作业条件入手，结合已有的焊接质量问题整改闭环管理软件，实现了焊接施工技术质量交底的“可视化”目标。

“自从实施了‘可视化’焊接质量交底之后，焊工们可以提前预判和排查潜在的焊接质量隐患，并及时进行整改，焊接质量连续5个月实现了零返工，多次受到外方总包单位的好评。”项目部经理蔡立祥对王兵实施的“可视化”焊接质量交底策略赞不绝口。

在王兵眼里，整个项目建设施工质量隐患排查的重点还是在管道焊接这一领域。为此，王兵从源头抓起，对焊接材料的出入库进行严格把关，做到了焊接材料从采购到质量检测报验，再到发放的全方位管控。为了彻底消除焊工错用、误用焊材情况的出现，王兵积极应用十建公司研发的焊材发放APP软件，实现了每道焊缝焊材使用状态的全流程跟踪，确保焊接质量隐患在源头上就得到了有效控制。

“出现焊接质量隐患问题，既有焊工技能水平因素，也有质量管理上的问题，所以在提升焊工技能操作水平的同时，更要聚焦质量管控中薄弱环节，刀刀向内消除质量管理短板，让施工质量隐患无处遁形。”在项目部举办的强化施工质量管理研讨会上，王兵对自己的质量管理措施进行了详细讲解，赢得了中外参建员工的一致认可。

目前，随着阿曼杜库姆炼油项目进入高标准中交前的冲刺阶段，王兵更加忙碌了，扫尾施工需要他去组织协调，项目建设质量隐患排查更需要他，“大头兵”的身影已经遍布整个项目建设工地。（田元武）

◆ 海外故事 | 工地上的“巡逻警察”

一部对讲机，一部手机，一部扩音喇叭是孙守凯的标配，这三个“家伙什”装在他身上，显得就像一名巡逻警察。90后的孙守凯是炼化工程十建公司阿曼杜库姆炼油工程项目部的安全部长。原本皮肤细嫩、明清目秀的他，在国内项目建设工地上是一枚“小鲜肉”，来到阿曼两年多，他变成了皮肤黝黑、嗓音洪亮的“硬汉”。

“你身上佩戴的安全带挂钩出现松动了，这样挂得不牢靠，赶紧换一条新的安全带。”

3月14日清晨，孙守凯掏出腰间的扩音喇叭用流利的英语向外籍电焊工苏尼尔发出安全隐患警告。

“这条安全带我才用了一个礼拜，挂钩有松动，不是什么大隐患，还能继续用。”正在进行焊接施工作业的苏尼尔显得不耐烦，他觉着挂钩稍微有些松动的安全带还能继续用。

看到苏尼尔对有隐患的安全带认识不足，孙守凯没有着急，而是攀爬到苏尼尔的焊接施工作业点，因为两年的境外安全管理经验告诉他，对待外籍员工的安全教育不能急躁。

“您看看，这是最近几年来，在工程建设中，因为安全带有隐患造成的伤亡事故，安全带挂钩有松动，会造成施工人员从直爬梯上跌落的风险隐患。”在施工作业平台上，孙守凯通过手机视频，耐心地给苏尼尔讲解安全带有隐患的情况下带来的各类伤害事故。

在孙守凯的讲解下，苏尼尔逐渐地认识到安全风险隐患可能带来的重大人身伤害。于是，他主动向孙守凯要求，换了一条崭新的安全带。“你是我们工地上的巡逻警察，有你在，我们工作就安全了。”苏尼尔又一次亲切地称孙守凯为工地上的“巡逻警察”。

两个小时后，现场工地上的气温飙升到30摄氏度，孙守凯从办公室取出雪糕、冰红茶，在会议室里召集所有中外参建员工进行高处施工作业安全风险隐患排查专项培训。当看到一起起因为安全带问题造成人员从高空坠落的视频时，外籍员工们都满脸惊愕，纷纷从自身查找原因，分析了在施工作业环节所出现过的安全违章现象。

“这高处坠落事故隐患必须从源头抓起，我们现在就去现场对所有的安全带、脚手架、防护栏进行全面的风险隐患排查，坚决把各类事故隐患消除在萌芽状态。”孙守凯发出了对施工作业现场进行全面风险隐患排查的指令。

项目部各专业施工负责人在孙守凯的带领下，对现场每一处施工作业点进行了风险隐患排查。只要现场有安全违章，孙守凯总是冲到最前面进行排查，然后把风险隐患拍成视频，上传到项目部“云监控”系统里，实现了风险隐患精准排查、安全违章及时整改的目标。

“孙守凯对于安全隐患的敏感性就像警察一样保持着高度警惕，施工现场只要出现风险隐患都逃不过他敏锐的眼睛。”项目部经理蔡立祥对孙守凯的现场安全管理赞不绝口。

“截至3月15日，项目部自开工以来，累计实现590万安全人工时。”看到手机里外方总包发来的邮件，孙守凯又像巡逻警察一样，一头扎进了繁忙的项目建设工地。

◆ 中国石油——东方物探驻巴中资企业“最佳社会公益奖”

中国石油网消息（特约记者董功 通讯员赵有杰）3月12日，东方物探（BGP）巴基斯坦项目部收到中国驻卡拉奇总领事馆和驻巴中资企业协会卡拉奇分会颁发的“驻巴

中资企业2021年度最佳社会公益奖”奖牌。

该奖项是中国驻巴使领馆和中资企业协会根据各会员企业在帮助巴基斯坦国内社区、教育、医疗卫生等社会慈善救助及中资企业互帮互助等方面的综合表现进行评定的。

BGP扎根巴基斯坦开展石油勘探业务27年来，积极履行社会责任，助力当地民生发展，树立了公司良好的品牌形象。

多年来，BGP在为油公司提供超值服务的同时，通过不断促进当地就业、积极采购当地物资、赈灾救灾、扶贫募捐等多种方式，开展了大量社会公益活动，为促进当地经济和社会的发展做出了突出贡献。

去年，BGP先后为当地学校办学提供了支持，帮助周边社区修复了被暴雨损毁的道路，并在特殊时期为开普省某中资企业出勤班车提供车辆和司机及协助救援。

去年11月30日，在驻巴中国企业协会牵头组织下，BGP等6家中资单位在拉瓦尔品第TCF（The Citizens Foundation，国民基金会）福利机构学校举行了以中巴友谊为主题的中资企业协会社会责任捐赠活动，向TCF机构下的福利学校捐赠物资。并且与TCF签订了长期定点帮扶合作协议，致力于发展巴基斯坦弱势群体教育帮扶和宣传工作。活动充分宣传展示BGP奉献当地、助力教育发展的良好形象，也体现了中国企业对巴国人民和年轻一代的支持与善意。

此次获奖彰显了BGP强烈的责任担当和深厚的为民情怀，激励了公司员工在今后工作中常怀感恩之心，回馈社会，以实际行动营造社区和谐氛围。

◆ 大庆钻探科技攻关保障伊拉克服务市场

中国石油网消息（记者张云普 通讯员赵永佳）3月15日，记者从大庆钻探国际事业部了解到，伊拉克2口K层水平井顺利完钻后，甲方又与大庆钻探签订了6口K层水平井合同。

伊拉克东巴格达EBS油田S2区块是大庆钻探工程公司重要的海外市场之一，该区块K层水平井在造斜施工时易发生井壁剥落甚至垮塌，对钻井液性能提出了极高要求。针对施工中遇到的问题，大庆钻探钻井工程技术研究院成立科研小组，历经两年的研究试验，攻克了“四项难题”：一是创新开展沉积岩石学与钻井液化学一体化研究，明确影响页岩井壁稳定的因素，掌握EBS油田S2区块页岩坍塌机理；二是系统研究“多元协同”防塌技术，形成钾胺聚磺纳米水基钻井液体系，实现对泥灰岩的高效抑制及微纳米孔（缝）的有效封堵，提升页岩地层井壁稳定性；三是建立“力学—化学耦合”坍塌压力预测模型，准确预测地层最大主应力方向及大小，形成S2区块坍塌压力与井斜、方位等因素的变化规律图版，精确给定钻井液安全密度窗口；四是优化了S2区块K层水平井井身结构、井眼轨迹、钻具组合和钻井参数，形成了K层水平井钻井施工配套技术。

研究成果先后在该区块两口井开展现场试验，实现页岩层安全钻穿，套管顺利

下入，创造了东巴项目单井最大井斜和最长水平段的施工纪录。大庆钻探也成为首家在该区块安全顺利完成K层水平井施工的钻井承包商，形成的技术成果填补了该区块相关领域的技术空白，为钻井施工作业提供了有力的技术保障。

◆ 渤海钻探录井通信新技术闪亮海外

中国石油网消息（通讯员窦如俊 刘青）3月17日，渤海钻探第一录井公司完成了在哈法亚油田HF0268-S0268H1等7口井的钻井实时数据传输，且数据完成率、及时率超过99%。

哈法亚油田网络通信不佳，两个钻机7口井的大量工程数据跨越6300余公里传送到国内，依靠的是“网络中断补传”“多点数据接收备份”等系列新技术。工程数据实时同步到中油国际工程作业智能支持中心，精准的数据为哈法亚油田勘探开发提供了技术支撑。中国石油国际勘探开发有限公司为此发来了表扬信。

去年，按照中油国际与中油技服双方会议确定的“建设哈法亚油田服务精品工程技术及管理需求”的要求，渤海钻探积极推进哈法亚项目井筒工程作业智能支持中心建设。第一录井公司在哈法亚油区开展了工程作业智能支持中心、地质工程一体化等信息化系统应用先导试验。将工程参数、井深结构、气测数据等重要资料远程回传国内，并应用近年来研发的钻完井数据采集传输与共享、钻完井知识数据库系统、随钻智能工程地质预警报警、地质工程一体化远程支持等一系列核心技术，为后方技术和决策人员提供实时准确的参考，建立了完备的工程作业智能支持中心平台，拓展了工程地质一体化信息平台应用新领域，实现了哈法亚油田数字化赋能优质建井作业与智能支持系统的深度融合。

◆ 中油测井中标阿尔及利亚项目

中国石油网消息（特约记者马永忠 通讯员陈挚）3月15日，从阿尔及利亚传来好消息，在刚刚完成的阿尔及利亚国家石油公司Sonatrach项目5+2套设备3年期高端测井技术服务项目招标中，中油测井一举中标，在国际竞争中赢得又一重大突破。

今年年初以来，中油测井坚持国际标准，加大高端外资市场开发力度。经过细致调研和优选，将阿尔及利亚Sonatrach项目列为首批重点突破对象，并成立专项工作组，安排专职人员克服了新冠肺炎疫情等困难，远赴阿尔及利亚跟踪该项目。

在现场，Sonatrach市场人员对阿国仪器设备进出口规定和当地测井市场价格水平进行了初步评估，对甲方发标中各包工作量分配、评标规则、竞争方设备人员等情况进行了详细论证，对钻井深度、测量项目、甲方对设备和HSE的要求等技术信息进行了消化。

同时，工作组先后召开标前准备、投标筹备、设备选型、成本分析等专项会议，逐项研究了招标书每个包中设备材料的要求与报价规则等信息，随时对投标策略进行调整和部署，对技术问卷等技术标和法语翻译反复核对，对相关大数据信息进行了筛选、整理和分析，最终成功入围。

凭借此次中标，中油测井成功挺进阿尔及利亚Sonatrach项目高端测井市场，打破了境外跨国公司对该市场长达几十年的垄断。

◆ 宁夏石化完成哈国PKOP项目任务

中国石油网消息（记者陆艳 通讯员孔惠荣）3月14日记者从宁夏石化公司了解到，这个公司哈萨克斯坦PKOP项目回国人员全部完成居家监测，最后一名回国人员现已安全解除隔离。至此，这个公司哈萨克斯坦PKOP项目任务圆满完成。

哈萨克斯坦PKOP奇姆肯特炼油厂现代化改造工程于2014年启动，是中哈产能合作51个重点项目之一，是“一带一路”倡议与哈萨克斯坦“光明之路”新经济政策高度契合的重点工程项目。2016年，宁夏石化公司接受中国石油工程建设有限公司（CPECC）的邀请，参与该炼油厂的现代化建设改造工程，主要负责一期配套工程和二期主体装置的原始开工工作。

自项目启动建设至合作到期，宁夏石化公司先后派出168人赴哈工作，二期开工投产高峰时期多达145人同时驻守现场。在项目建设、装置开工、运行维护期间，宁夏石化赴哈队伍按照统筹节点，安全顺利完成所有目标任务，全力保障项目建设、装置运行。

5年间，宁夏石化赴哈队伍深度参与了多次装置开停工及应急处理，精湛的技术和敬业的精神受到了PKOP炼油厂业主及CPECC项目部的赞扬。

◆ 宝石机械修井机科威特获赞

中国石油网消息（特约记者江艳）截至3月17日，宝石机械出口科威特的4套修井机共完成了9口井的修井作业，使用户的9口“问题油井”恢复了生产和产量。

科威特BAHMAN公司客户作业部经理Romeo高兴地说：“Excellent performance and great support（产品性能优良，服务支持到位）。”

修井机是用于油、气井井下设备和油井本身进行维修的设备，以保证井下设备操作正常或恢复油井产量，是油、气田必不可少的设备。2019年，BAHMAN公司曾向宝石机械采购两套XJ1800修井机，鉴于设备在实际作业中性能优良、运行平稳，故障率低，去年3月，这个公司再度与宝石机械签订4台XJ1800修井机订单。这是宝石机械修井机首次实现批量出口。

项目签订后，宝石机械为用户量身定制了沙漠移动车载修井机，具备沙漠高温环境作业能力，可实现快速移运搬迁，提高转场效率。该项目于去年年底全部交付甲方。今年1月中旬，4套修井机陆续开始作业，宝石机械向用户提供了全过程跟踪服务，保障了修井机良好作业，受到用户赞赏。这也是宝石机械在全球疫情防控常态化后，成功运行的又一重点国际项目。

◆ 长城钻探井下作业公司南苏丹项目GW66队智鹏工作小记

“做好站旁监督，注意叮嘱司钻匀速上提管柱……”3月15日，长城钻探井下作业公司南苏丹项目GW66队平台经理智鹏详细地交代着工作，生怕漏掉一个细节。此刻大

阳刚刚跃出地平线，他又在现场盯守了一夜，成功解决了泵管卡阻问题。他安心地回到驻地，穿好防护服，背上行囊，踏上了回国的旅程。这是他本轮倒班的最后一班岗，也是离家的第351天。耕耘海外18载，智鹏从一名普通司钻成长为甲方多次署名表彰的平台经理。

身经百战的“技术大咖”

从业多年，智鹏参与了大量复杂的修井工作，早已成为远近闻名的“技术大咖”。

2019年年初，他在FN-31井进行施工时，为了增产，甲方临时更换方案，要求一次完成2500米以下4个桥塞的钻铣作业。新钻头一时数量不足，用旧钻头稍有闪失将会造成井下事故。智鹏对旧钻头一个个认真排序，精挑细选，最终在几十个各式各样的旧钻头中，选中3个投入钻铣作业。他亲自上到钻台，紧盯钻进参数，随时调整钻压、转速、泵压、排量。最终仅用2个旧钻头，就完成4个桥塞的钻铣任务，成为行内闻名的一段佳话。甲方经理专程赶到施工现场，满心敬佩地送上表彰信，同时也送上了一份沉甸甸的续签合同。

练就安全管理“火眼金睛”

安全管理是平台经营的重中之重，智鹏将安全风险点锁定在员工、关键设备、特殊环境这3项上。

针对员工，他严抓安全教育，天天学安全，班班讲安全，班前、班中、班后必检查，打造了一支用HSE理念武装起来的“钢铁战队”。

针对设备的不安全状态，智鹏也是高度关注。2017年6月的一天，智鹏刚刚吃过晚饭，习惯性地沿着井场边走边观察，忽然察觉修井机的运转声音与以往有细微的差别。他立刻把设备叫停，找来机械师对部件进行排查，果不其然，是主车齿轮箱底部的螺丝出现松动。在场的中方和外籍员工都纷纷对智鹏竖起了大拇指。

针对特殊天气，他狠抓雨季施工。遭遇极端天气，宁舍工期也要保安全。项目连续多年实现施工、驻地搬迁零事故。

建设和谐友爱“大家庭”

在远离故土、举目无亲的海外，队友就是亲人。GW66队只有3名中方人员，其余都是当地外籍雇员。在智鹏心里他们都是家人，要让每个人在站队里都能找到家一般的归属感。

去年10月的一天，司钻Nyok Agour Deng接到了一个电话后，突然坐在地上大哭起来。原来，他的父亲腿部摔断。智鹏了解情况后，带头为他捐款，队里其他人纷纷响应。当Nyok Agour Deng接过沉甸甸的捐款时，激动地红着眼眶给了智鹏一个大大的拥抱。事后，这名雇员更加用心地工作，目前已经成为项目的核心骨干。

2020年，全球疫情蔓延，油价下降，很多岗位缺少人手。智鹏放弃休息时间，手把手地教当地厨师做中国饭菜，解决了困扰中方员工的吃饭问题。这一经验做法很快被推广到整个124区施工的中方队伍。

智鹏还对雇员进行技术培训，倾力培养的几名关键岗位雇员已经成为小有名气的甲方平台经理及合资公司驻前线代表。他以一点一滴的爱心之举，使GW66队亲如一家，其乐融融，平台各项工作始终走在当地中国石油同行队伍前列。

◆ 中油测井解释评价技术服务海外油气藏研究纪实

3月15日，中油测井海外解释评价团队首次在乍得外围盆地某构造带西部浅层发现了油层，试油获得高产油流，明确了该区浅层含油性和勘探潜力，为非洲地区油气勘探贡献了中国石油力量。

这个团队像剥洋葱一样，层层解开油气层地质难题。2021年，共完成了海外测井解释1659井次，解释符合率达到93.8%，其中包括34口重点探井解释、25口井试油审核，有力支撑了集团在海外重点区块油气储量发现。

现场难题“划重点”

集智攻关保海外项目高效运行

中油测井不断总结海外重点勘探区块研究成果，与海外项目多个甲方开展80余次线上技术交流，对各勘探区块生产中的实际难题“划重点”，逐项技术攻关，针对性地提出解决方案。通过基于蜘蛛网图的岩性精细识别、主成分和FISHER判别法结合的流体识别、基于机器学习的智能化解释等多项技术开发，保障海外重点项目顺利进行。

在巴西盐下风险区块，解释专家面对碳酸盐岩和火成岩混积地层，创新储层评价方法，准确识别低阻油层，确定了90米厚的连续油层，助力26亿吨世界级大油田的重大发现；在乍得，中油测井解释评价专家针对某盆地油气不易分辨的难题集智攻关，形成有针对性的录井气测定量分析方法，识别出一批新油气层，并通过试油验证。这项技术修正了对该盆地以气层为主的固有地质认识，对增加海外油气资源接替潜力具有重要意义。

在南苏丹某区块，解释评价专家准确分析地质油藏背景、测井录井和试油资料，协助相关单位制定试油程序和方案，助力该区块年度重点评价井实现高产。

储层认识“破枷锁”

油藏为中心发挥特色技术优势

一千把钥匙开一千把锁。中油测井坚持目标导向，结合各国家、各地区勘探区块的特点，深入开展综合研究。截至目前，中油测井已形成解释评价技术体系8项，优势

特色技术23项，在服务海外勘探开发中发挥着重要作用。

为了擦亮发现油气的“眼睛”，解释评价专家以海外陆上大型碳酸盐岩油气藏测井关键技术攻关为抓手，为复杂孔隙结构碳酸盐岩储层进行定量评价，摸清地质、岩芯、测井和储层之间关系，细分储层岩石物理类型，给出定制化评价方案，流体性质区分准确率达到90%以上。

在中亚地区某区块，解释评价专家统筹推进3个碳酸盐岩综合研究项目，依托特殊测井新方法的成功应用，精细刻画有利滩体分布，综合分析评价油气成藏条件，助力该区块成藏带实现勘探突破，某井试油初期日产原油113立方米，打破了裂缝型低孔薄储层的“枷锁”。

技术支持“零距离”

地质工程一体化服务增储上产

中油测井创新疫情时期工作模式，组建“云端技术支持团队”，把前线测井作业人员、前线解释工程师和国内技术专家聚集在一起，“零距离”服务客户，为甲方提供地质工程一体化技术解决方案，通过新技术应用解决油田问题，带动中国石油自主测井装备CPLog推广，针对尼日尔、乍得、伊拉克等重点区域，从施工设计、下井作业、数据解释到质量控制，建立重点井24小时在线技术支持机制。

在中亚，中油测井为甲方提供井位选定、现场测井、快速解释、解释审核、试油选层、综合汇报、试油后评价的一体化服务，推广测井新技术新工艺应用，总结出目标油田水淹层评价特色技术、复杂孔隙结构碳酸盐岩的储层评价方法，助力某井日产原油152.2立方米，日产天然气20万立方米，刷新了该区试油产量的最高纪录。

◆ 管道局承建的孟加拉国“梦想之桥”管道项目机械完工

擦亮管道建设“中国品牌”

中国石油网消息（通讯员高华彬 杨婧翰）3月14日，由管道局（英文简称CPP）亚太公司承建的孟加拉国帕达玛多功能大桥天然气管道项目施工现场正有条不紊地进行清管、试压、干燥等作业。早在3月6日，帕达玛多功能大桥天然气管道项目机械完工后，员工们未有丝毫懈怠，又投入到紧张的投产准备中。

帕达玛多功能大桥全长6.15公里，上层为4车道公路、下层为铁路。管道位于下层的镂空桁架上，距离水面20米左右。帕达玛多功能大桥是连接中国与东南亚泛亚铁路的重要通道之一，是践行“一带一路”倡议的重要工程，被孟加拉国人民称为“梦想之桥”。

由于项目的重要性，在施工过程中，欧洲监理对质量和安全严格把控，项目部克服重重困难，先后多次优化施工方案，最终通过各项检测，并于2021年12月12日收到

了业主发来的感谢信。信中表示，在2021年工期紧张、交叉作业、新冠疫情肆虐等诸多不利因素影响下，管道局管理团队严防新冠疫情、严控质量安全、严保工期进度，科学高效地推进了工程建设，出色地展现了CPP专业形象和中国石油人的风采。

管道局亚太公司坚持“共商共建共享”的原则，稳步拓展合作新领域，在泰国、缅甸、马来西亚、孟加拉国、印度尼西亚、印度、巴基斯坦等26个国家承揽包括能源和民生工程60多项。在亚太地区承建天然气、成品油、水等输送管道3300多公里，承建原油、成品油、烯烃等储运设施130多万立方米。

管道局亚太公司坚持高质量建设海外项目，承建的孟加拉国单点系泊项目首次采用独创的“海上扩孔及拖管工艺”，连续刷新中国管道陆海定向钻穿越纪录；马来西亚RAPID项目接连斩获现场建设最高纪录及马来西亚国家纪录庆典——安全贡献奖等奖项；泰国四号线压气站项目获得LEED（能源与环境设计先锋）金奖认证，成为泰国首个获此殊荣的油气工程；中缅天然气管道工程（缅甸段）荣获“中国建设工程鲁班奖（境外工程）”“国家优质工程金质奖（境外工程）”。据统计，管道局在亚太地区所承建项目已累计获得国家级和属地国奖励数百项，持续为管道建设的“中国品牌”增光添彩。

泰国东北部成品油管道项目是泰国的能源战略项目，建成后对改善泰国东北部地区的成品油供应状况，促进当地经济社会发展具有重要意义，被国家开发银行列入“一带一路”专项贷款及国际业务重大项目库，也是国家开发银行牵头筹组国际银团融资支持的首个在泰国能源基础设施建设项目。

为做金牌项目，管道局亚太公司在项目投标时就精细谋划、统筹安排。最初招标文件中要求的线路钢管钢级为X60，每根钢管的长度是12米，但投标团队敢于挑战传统，从设计优化、采办降本、施工增效3个方面入手，对钢级和管材长度进行优化。经过布管、组对、焊接、检测、补口、冷弯等作业进行精确测算和经济比选、海陆运输等可行性分析后，项目部最终决定采用X65钢和18米钢管，从而为项目节省钢材2000多吨，减少焊口数量30%以及节省200多万工时。2022年1月31日，该项目收到了业主颁发的1000万安全人工时证书，项目管控、质量安全等各项工作得到了业主和监理的一致认可。

■ 非常规油气及勘探技术

◆ 姜鹏飞到川东北、重庆片区现场开展工作调研

3月15日至18日，中国石油川渝地区企业协调组组长，西南油气田公司执行董事、党委书记姜鹏飞赴川东北、重庆片区现场调研，深入了解企业改革发展、生产经营、提质增效、安全环保和党的建设等情况，看望慰问一线干部员工。他强调，要坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻落实集团公司党组各项决策部署，凝心聚力抓好主业发展，统筹推进各项工作，持续提升安全环保管控能力，为集团公司建设

基业长青的世界一流企业再立新功，为促进川渝地区经济社会发展做出应有贡献。

川庆钻探公司执行董事、党委书记王治平，西南油气田公司党委委员、副总经理何小川参加现场调研。

一路行来，姜鹏飞与员工面对面交流，分析公司发展形势，宣贯安全理念。他强调，要始终将安全和质量放在发展的第一位，杜绝颠覆性安全环保事件发生，坚决守住发展不以牺牲安全为代价这条红线。

3月16日，姜鹏飞、王治平来到川东北气矿铁山坡脱水增压站，听取铁山坡气藏开发产能建设项目部关于气藏概况、开发要点、项目主要工作量、项目进度及保障措施等方面的工作汇报。

姜鹏飞强调，铁山坡气田是集团公司第一个自主实施的高含硫气田开发项目，意义重大，要提高安全意识，紧绷安全这根弦，始终将安全和质量放在第一位；要严把设计、采购、施工、验收关，加强党建引领，充分发挥大家的主观能动性和积极性，将铁山坡气田开发工程打造成一个安全管控能力强，施工质量高的精品工程，在确保安全万无一失的情况下，保障中国石油第一个自主实施的高含硫气田开发工程顺利告捷。

姜鹏飞、王治平听取川庆钻探公司关于铁山坡气田井工程建设的相关汇报，全面了解该项目开发设计、工程设计、老井处置办法、安全环保方案等内容，查看井场现场运行、人员组织、防硫化氢泄漏仪的配备安装、应急管理响应流程等情况。

王治平强调，要加强各级队伍安全意识的提高，至始至终将安全工作放在首位，严格按照既定操作规程进行作业，严格关键环节、关键设施、关键作业、关键人员风险控制，持续抓好安全生产，杜绝生产安全事故发生，凝心聚力保障高含硫气田的安全平稳开发。

姜鹏飞对钻井现场各项工作的有序开展给予肯定，他指出，铁山坡气田井工程在西南油气田公司高含硫气井的勘探开发历程中具有重要意义，干部员工要始终如一的将安全放在首位，要理清安全界面，划清安全职责、压实安全责任；要高度重视井控安全，树立井控为天的安全工作理念，时刻保持警惕，杜绝思想上的麻痹大意，把控好安全生产的每个环节，确保安全生产万无一失，保障铁山坡气田开发工作进行顺利。

当天下午，在听取川东北气矿、川东北作业分公司工作汇报后，姜鹏飞对两家单位的工作给予肯定，对两家单位员工良好的上产精神和强烈的发展愿望表示赞赏。针对下一步工作，姜鹏飞提出五点要求：

牢固树立安全意识，确保高含硫气藏开发的万无一失。严把采购质量、严控过程管理、强化监督检查、落实应急保障，至始至终将安全放在首位，对过程管理要下大力气、花大功夫，确保高含硫气田的安全有效开发。

抓好效益建产，为公司上产500亿多做贡献。加强对外的沟通协调，为效益建产创造有利条件；抓好组织协调，在确保安全情况下，有序推进产能补充井建设；积极探索创

新，尽快探寻出一条适合川东北地区致密气、页岩油的效益开发的方法，形成产量上的突破。

狠抓老气田的稳产，确保产量上得去稳得住。充分发挥西南油气田公司、川庆钻探公司技术力量优势，总结老气田稳产经验，积极探寻老气田的稳产方法，在老气田的稳产上走出一条新路。

持续抓好降本增效，确保公司的高质量可持续发展。牢固树立“一切成本皆可降”、“经营气田”的理念，加强地质勘探，努力扩大SEC储量管理，千方百计降低完全成本。

坚持党建引领，为公司打造“双标杆”企业贡献力量。激发全员干事主动性和创造性，凝心聚力推动高含硫气藏的开发建设，充分发挥川东北地区的优势，将川东北地区打造成公司培养高含硫气田开发的人才基地。

3月17日，姜鹏飞、王治平来到川东北作业分公司罗家2井组进行调研，听取井组管理现状以及目前高含硫开发过程中主要风险管控措施，查看井口情况，详细了解井口的日常安全管理和巡检情况。

姜鹏飞强调，要认真贯彻落实集团公司董事长、党组书记戴厚良在罗家16井调研时关于安全工作的重要部署。安全意识、规章制度、工程质量、人员管理任何一个环节出现问题都会导致严重的后果，要强化安全意识和责任意识的培训，始终牢固树立“防范胜于救灾、责任重于泰山”意识，实现安全生产平稳有序。

姜鹏飞、王治平听取了罗家寨(滚子坪)气田的勘探开发概况、罗家寨生产作业基层党建情况，了解工艺流程、设备设施管理、硫沉积等工作，就管道巡检、站场泄漏监测等安全管理工作与现场人员进行交流。

姜鹏飞肯定了川东北作业公司自作业权移交以来在安全生产、经营管理、党的建设等方面取得的工作成绩。他指出作业公司要充分总结管理成果及经验，保障高含硫气田开发长期稳产高产。

下午，姜鹏飞先后来到天然气净化总厂、重庆气矿，深入了解各企业生产经营情况。

姜鹏飞仔细询问培训中心的定位、发展历程、师资力量和建设成果等情况，参观天然气净化仿真教学装置，了解该装置的设计流程、功能特点，观看了培训中心自主开发的国内首套天然气净化行业操作技能培训系统的操作演示。姜鹏飞指出，培训中心要发挥天然气净化总厂在天然气净化领域管理、技术、人才优势，继续为公司提供净化专业技术、技能人才支撑。

目前，此套装置已安全平稳运行了42年。姜鹏飞听取了引进分厂发展历程、人才培养、效益建产和党建工作等方面的汇报，详细了解引进分厂的危害因素识别、安全管控措施制定、大修组织安排等情况，询问差压发电装置的投资收益情况。

当天，引进分厂正在进行停用装置改造管线设备拆除，姜鹏飞对该项目相关票证进

行了现场检查。他指出，在生产过程中一定要高度重视硫化氢的安全防护工作，要将安全工作放在首位，创造效益要以安全生产为前提，要从化工企业检维修发生的事故中汲取经验教训，杜绝思想上的麻痹大意，严格按照既定操作规程进行作业，严格把控设备大修关键环节，杜绝生产安全事故发生。

在姜鹏飞详细了解该站生产运行、安全保供、信息化建设、班组建设、员工生活等方面的情况，参观了党员教育室、石油精神教育室、员工技能培训室、党群活动室及中控室，他对总站在员工素质提升、班组文化建设、自主创新等方面所做的努力和取得的成效给予充分肯定。

姜鹏飞强调，得益于监控摄像头、智能化排加注装置、井口截断阀等设备的安装，自动化信息化技术的提升，站场安全管控能力和生产效率有了很大的提高，但人的安全意识一定不能松，一定要紧绷安全这根弦，确保站场的安全平稳运行；要加大利用信息化自动化开发利用，盘活人力资源，盘出企业新效益。

3月18日，姜鹏飞到相国寺储气库进行调研，听取了现场工艺流程、相国寺储气库调峰保供效果、地质结构、井位分布和扩容达产等方面的工作汇报，姜鹏飞对储气库管理处在工作中展现出的安全意识比较强，党建引领、管理高效给予肯定，他指出，相国寺储气库是一座地质条件优秀、调峰能力灵活的优质储气库，对全国天然气调峰，油气田快速上产有着积极作用，要继续加强安全意识培养，做好气藏监测和井控安全的相关工作，保障储气库的安全运行；积极总结储气库在建设和生产过程中形成的优秀经验，打造培养公司储气库人才的摇篮。

18日下午，姜鹏飞听取了重庆气矿、储气库管理处、天然气净化总厂、重庆页岩气公司和重庆协调小组的工作汇报，姜鹏飞对重庆片区各单位的工作给予肯定，对展示出的员工精神面貌佳、管理水平高、安全意识强、党建与生产深度融合表示赞赏。

针对下一步工作，他强调：

各单位要清楚认识制约发展的短板，积极谋划发展，锚定发展目标，主动作为，切忌等、靠、要，要将发展的主动权牢牢掌握在自己手中；通过树立正确的用人导向、完善激励机制、为员工发展创造良好的环境，激发员工干事创业的积极性，保障公司高质量发展。

十次事故九次违章，要强化安全意识，铭记事故教训，牢固树立安全生产要常抓不懈一刻不能放松的理念；要居安思危，未雨绸缪，要从重大事故中汲取经验教训，预判性的识别大风险，消除大隐患，杜绝大事故；要继续做好疫情防控工作，及时了解疫情对员工生活的影响，为员工服好务；要狠抓节能减排，为公司绿色发展做好支撑。

要充分认识到老气田稳产对于公司快速上产的重要性，积极探索，要从技术层面控制递减、提高采收率，切实把老气田稳产的责任扛在肩上，要积极总结经验做法，为新区上产打好基础。

要继续深化“油公司”改革，强化管理流程，促进提质增效。继续深化“油公司”

模式改革的顶层设计，通过自动化信息化手段，优化人力资源改变组织形式，降低劳动强度，提高劳动效率。

要持续加强党的建设，抓好党的建设不放松，通过党建引领增强干部员工干事创业主动性和责任心，凝心聚力、务实笃行，为公司高质量发展夯实基础。

要持续做好重庆地区的地企协调工作。加强政策学习，及时掌握政策变化，要与时俱进创新工作方法，要勇于担当作为，为公司在重庆片区的发展创造良好环境。

调研中，姜鹏飞重点关心了解了一线员工的工作和生活情况，叮嘱员工要保重身体，干好岗位工作，再创优异成绩，实现家庭和工作的蓬勃向上。

现场办公期间，姜鹏飞、王治平与达州市委书记邵革军，达州市委副书记、市长严卫东，开州区委书记浦彬彬，区领导全伟、邓果开展座谈交流，就抢抓国家推动成渝地区双城经济圈建设重大战略机遇，大力提升油气勘探开发力度、推进天然气资源综合利用、企地合作共赢等深入交换了意见。

公司安全副总监，副总工程师及相关部门、单位负责人，川庆钻探总经理助理参加此次调研。

◆ 西南油气田公司：致密气稳产有方！

截至3月14日，中国石油西南油气田公司今年致密气生产1.847亿方，完成下达计划的104%，超产770万方，已投产系统整体运行平稳。

西南油气田公司充分发挥致密气川中核心建区生产管理优势，投产气井30口，具备271万方/天的稳定生产能力，井均日产气9万方。

优化新井“33”开井制度。总结除砂防砂等试采经验教训，抓好气藏储层物性及流体特征认识，对10余口井压力恢复和产能试井测试，按照“30%-60%-100%”3个阶段，每阶段稳定观察3天的方式逐步组织单井达产，有效摸索单井生产规律和特征。

严格管控5个生产关键环节。针对致密气生产特征，分级分类对井口装置、地面集输、脱水脱烃、除砂防砂、余液返排等5个关键环节制定管控措施，尤其是通过安装药剂加注装置、开展回注评层选井等措施，逐步解决内腐蚀、产出水等问题长效机制，有效确保致密气长期稳定运行。

推动3项新工艺新技术试验。积极应用电感应加热、多相流计量、车载式脱水脱烃撬等新工艺新技术，以及推广破乳剂加注计量泵撬等创新成果，摸索现场应用规律和适应性，分析总结形成专项材料，为致密气规模效益开发进行技术储备。

构建一体化动态管理模式。形成“气藏-砂体-单井”一体化气藏管理模式，以“透明油气藏”工作为抓手，构建砂组“气藏卡片”，进一步深化细化认识各砂组开发特征。同时，科学构建动态监测体系。以评价各砂体产能特征、渗流特征、单井EUR等为重点，

完善动态监测井网，累计完成试井26井次、PVT分析9井次、流体分析202井次，取全、取准各项试采资料，同步开展动态分析，实现监测成果的及时应用。

◆ 西南油气田公司：致密气低压气藏取得重要进展22.32万方！

3月14日，中国石油西南油气田公司金浅518-6-H1井沙二段6号砂组测试获气22.32万方/天，计算无阻流量51.72万方/天。

金浅518-6-H1井是西南油气田公司针对金浅5H井区沙二段6号砂组探明储量申报部署的一口控边井。该井于2021年9月17日开钻，同年11月26日完钻，公司致密气团队秉承“地质工程一体化”“甲方主导”的总体原则，实时优化轨迹位置，顺利完成900m水平段钻进。钻井过程中，本井全烃整体较邻井最弱，综合录井各项参数、测井-地震-地质评价成果分析，认为该井目的层地层压力偏低。针对该井压力系数低、非均质强及6号砂组渗透性相对较好等储层特征，为保障改造求产效果，严把试油设计关，沿用“一砂一策、一井一策、一段一策”的设计思路，精心制定试油方案；严把过程质量管控关，精心现场组织，确保试油段得到充分改造；严把返排措施制度关，压裂后立即采用液氮、泡沫冲砂等有效助排方式成功获高产，进一步证实异常低压气藏的可动性。

目前，浅层致密砂岩气藏勘探开发不断获得新突破，坚定了“十四五”规模效益开发的信心，将持续推进川中核心建产区增储上产。

◆ 西南油气田公司：金秋气田金浅8井区8号砂组再获高产38.27万方！

3月16日，中国石油西南油气田公司金浅8井区金浅817-8-H1井测试获气38.27万方/天，无阻流量80.81万方/天，再次夯实该井区“十四五”8亿方产量规模开发方案的编制基础。

金浅817-8-H1井是西南油气田公司支撑金浅8井区8号砂组探明储量申报部署的一口开发评价井。该井于2021年10月29日开钻，12月20日完钻。公司致密气团队严格执行“三个一体化”实施原则，采用实施跟踪方式，有效落实质控管理，顺利完成1090m水平段。坚持“一砂一策、一井一策、一段一策”的设计思路，沿用区域8号砂组高效改造工艺和参数开展压裂施工，配合微地震等监测手段，精心现场组织，确保作业流程安全、紧凑、高效。

目前，金浅8井区勘探开发效果稳定，产能建设工作有序推进，将积极实现资源向储量-产量-效益的快速转化。下步致密气将持续提升勘探开发效率，勇当上产主力军，奋力推进致密气快速规模效益开发站上新台阶，为公司打造双标杆企业做出新的贡献。

◆ 国内最高含硫整装气田开发全面转入实施阶段

3月16日，从中国石油西南油气田公司获悉，四川盆地渡口河-七里北气田飞仙关组气藏开发产能建设项目初步设计获中国石油天然气股份有限公司批复。至此，西南油气田公司川东北铁山坡、渡口河-七里北两个高含硫气田开发产能建设项目前期工作全部完成，标志着国内最高含硫整装气田开发全面转入实施阶段。

强化顶层设计与对标

一是成立了以公司主要领导为组长的工作领导小组，定期协调和研究解决项目推进过程中的重大事项。提前组建了铁山坡、渡口河-七里北高含硫气田开发项目部，整合力量、集中管理。二是按照公司“安全规格等级最高、工业自控等级最高、智能化水平最高、技术经济水平最高”的四个最高标准组织设计，积极开展技术对标，在初步设计中充分吸纳先进的设计技术理念和经验。

抓好统筹组织与协调

一是与开发方案同步开展初步设计，动态纠偏，在铁山坡开发项目方案批复当天即向总部报送预审后的初步设计，最大限度缩短了初步设计工作周期。二是公司范围内首次采取“勘查监理+设计监理”前期工作管理模式，提高勘察、设计等外业工作的质量；充分借助国内先进的信息化专业公司力量，为建成数字化、智能化气田提供技术咨询和支撑。

推进新材料与新业务

一是针对气田高含硫化氢的特性，开展大量前期调研与论证，首次在含硫天然气开发项目大规模采用镍基合金双金属复合管，确保设备、材料的本质安全。二是在项目中考虑建设高含硫天然气净化现场试验基地，验证、完善高含硫气藏开采过程中的关键技术问题。三是因地制宜、充分论证，在项目中积极推进地源热利用、太阳能光伏发电以及净化厂富余中压蒸汽发电等新能源项目试点落地，助力公司绿色、低碳发展。

川东北铁山坡、渡口河-七里北高含硫气田作为西南油气田公司“十四五”上产重点区域，开发产能建设项目计划今年全面开工，预计2024年建成800万立方米/天天然气生产规模，为公司“上产500亿”提供有力支撑。

◆ 西南油气田公司致密气提质增效“再升级”

今年以来，西南油气田公司全面实施致密气项目制管理，大力提升勘探开发效率，以效益最大化为目标，抓住安稳运行着力点、生产优化关键点、技术优化突破点，有效推动致密气提质增效“再升级”。

抓着力点，向安稳运行要效益

坚持大平稳就是大效益，以安全为前提，强化钻前、钻试、地面建设等现场施工质量和风险作业管控，进一步完善制度流程的清理和完善，做好风险识别，及时对事故事件调查分析和处理，为各项工作的优质高效实施和安全平稳生产创造条件。

抓关键点，向生产优化要效益

坚持以生产建设为核心，持续优化致密气“大运行”管理模式，紧盯全年生产任务，组织确定优化项目落实，全方面挖掘亮点和增长点，严格执行生产计划，加强工艺优化和总体平衡调整；持续完善致密气一体化生产管理平台，持续强化生产信息化系统建设及深度应用，全面推进“油公司”模式下数字化智能气田建设，不断提升工作效率和勘

探开发管理水平。

抓突破点，向技术优化要效益

持续完善钻前地面一体化设计，进一步降低工程建设综合成本；持续优化致密气井工程经济技术模板，推广平台工厂化作业模式；全面推广致密气地面标准化1.0版本，持续优化形成标准化2.0版本；试验井下节流工艺，确保效益提升；创新致密气边远井和低产井建产方式，充分发挥产能；探索放喷气回收新方式，降低碳排放提升产量。

◆ 西南油气田公司：铜锣峡储气库首次商业调峰采气圆满收官

3月11日，铜锣峡储气库铜储1井和铜12井停止采气，标志着自2021年11月26日开始的商业调峰采气正式结束，中国石油西南油气田公司重庆天然气储运有限公司“代储代采”4000万方天然气的储气服务及采气交付工作圆满完成。

为响应国家“产供储销”体系建设的号召，补齐重庆市储气设施不足的短板，重庆天然气储运有限公司于2020年11月在重庆成立，是全国首家混合所有制储气库运营企业，在注册成立不到一年的时间内就启动采气，较传统储气库整体完工后才投运提前了两年，开创了国内储气库先导试验阶段参与调峰采气的先例。

铜锣峡储气库地处重庆市渝北区境内，设计库容量13.8亿方，工作气量9.2亿方，建成后日均采气量766万方，季节调峰最大日采气量可达1380万方，预计2023年全面建成。2021年3月，重庆天然气储运有限公司在重庆石油天然气交易中心成功完成国内首单储气库储气服务线上交易，为顺利完成首单储气运营服务，保障储气库建设期间的营销工作，储运公司对铜锣峡储气库前期注采工艺进行了利旧改造，有效实现了铜储1井注气，同时实现冬季用气高峰期铜储1井、铜12井采气功能。同年7月、10月，储运公司进行再次交易，全年销售库容4000万方，实现销售收入2550万元，成为了全国首家边建设边销售的储气库。

为确保铜锣峡储气库在建设期提前发挥调峰保供能力，在西南油气田公司多部门的指导下，重庆气矿和重庆储运公司统筹部署、精心谋划，多措并举做好调峰采气工作。

一是多方协调有力、优化注气举措。通过多方协调、调整输气干线调度方案，保障铜锣峡储气库注气压力，适时优化注气方案，确保“应注尽注”，按时将客户的4000万方顺利注入库中。

二是组织有序，安全保障。克服时间紧、任务重等困难，提前梳理生产运行“人、财、物、管”链条及“边建设、边运营”的安全生产风险，针对性建立场站工作质量标准，保障了新建设备设施生产过程安全受控，数据信息高效精准搜集。

三是方案科学、措施有力。在没有往年采气数据和实践经验的情况下，根据常规气田开采流程，借鉴学习相国寺储气库采气经验，制定了周密的采气上载转供方案，并开

展了有针对性的应急演练，确保铜锣峡储气库安全平稳运行。

四是按需采气、保障有力。以客户需求为目标，在公司供需矛盾最为紧张的1月，按时交付1000万方；采气生产平稳有序，日均采气保持在50万方水平，交付气质和水露点均达到二类气标准。

◆ 浙江油田：汪鉴定到西南采气厂调研指导工作

3月8日至11日，油田公司执行董事、党委书记汪鉴定到西南采气厂开展工作调研。

调研期间，汪鉴定先后深入云山坝、紫金坝、黄金坝、筠连等作业区一线，开展安全联系挂点活动，并详细了解一线生产情况，提出指导意见和工作要求。

3月8日，汪鉴定深入阳102H34、YS137H34等海坝区块超浅层页岩气生产现场进行调研，听取云山坝作业区工作汇报。

汪鉴定指出，太阳-大寨-海坝区块，作为公司首个超浅层页岩气开发区块，面临着平台多、井数多、人员新、井况复杂和管理难度大等困难，面对挑战和压力，作业区全体干部员工积极向上、敢于拼搏、主动探索，在超浅层页岩气井开发方面取得了一系列的重要认识和结论，成绩值得肯定。

针对下一步工作，汪鉴定提出五点要求，一是必须把安全环保工作始终放在第一位，任何工作安排、部署都要重点考虑安全问题。班子成员必须提高站位，要超前谋划、抓好安全细节管理。二是要全力完成各项生产经营任务指标，作业区必须扛起责任，坚持制定的目标不动摇。尤其产量任务需要提前谋划、精准部署，及时掌握合作方年度检修、场站扩建、LNG站用气量变化等影响气量的客观因素并提前做好排产计划。三是要扎实开展提质增效专项行动，层层分解、层层落实，努力实现高质量发展。要严格把控各节点、高效利用设备，提高盈利的意识，实现效益开发。四是做好属地化人才配置。在人才培养和人才成长上创造经验、创造条件、创新办法和途径，持续提升员工技术素养和业务能力，做好能岗匹配，促进青年人才快速成长。五是要加强党建引领，深化作风建设，把党建工作和生产经营深度融合，做到“两不误，两促进”。要严肃廉洁纪律，深化作风建设，为高质量发展奠定坚实基础。

3月9日，汪鉴定前往紫金坝集气增压脱水站了解生产运行情况，听取工作汇报后。

汪鉴定提出三点要求：一是要主动扛红旗、当先进、新征程、再出发。要认清当前生产运行过程中存在的形势，持续发扬不断拼搏、不断努力、不断奋斗、不断创新、不断总结、不断提高的作风，变被动防守为主动进攻，才能在新的征程中立新高。二是要主动汲取黄金坝、云山坝气井的管理经验，并利用高低压分输便利，主动探索页岩气井全生命周期管理模式，形成模板推广。三是要积极配合公司进行数字化创建工作，不断提升井站信息化管理水平，降低工作量，精简人员。

3月10日，汪鉴定听取筠连作业区工作汇报后，对煤层气在产建、排采、措施等方面取得的成果给予充分肯定，表示筠连作业区在煤层气开发领域负重前行、工作务实、默

默默无闻、辛勤努力，团队特色鲜明、作风扎实，“四要”文化总结到位。

汪鉴定指出，一是要树立效益观念并落实到各个基层单位和班子成员，要以效益为导向，每个项目都要算账，强化效益观念。二是既要抓好制度的落实，规范管理流程。对于好的做法、规范，要固化下来；在人员巡检、检泵、流程改造、措施作业等方面如何加强监管，需要多做探索；要勇于自我加压，提高现场自动化程度，进而降低成本。三是要固化成熟技术的定型。对于成熟实用的技术，要提供作业区的智慧与方案；要利用煤层气有效解堵取得的成果，为页岩气解堵提供借鉴，更好的实现成果转化。四是要加强团队作风建设。要加强各作业区之间人员交流，将好的做法相互借鉴，加强复合型技能人才的培养。

3月11日，采气厂就2021年生产组织、开发技术、安全环保、精益管理、提质增效、党建引领等方面工作成效及2022年重点工作部署进行全面汇报。

汪鉴定对采气厂提质增效、增产稳产和队伍建设做出的努力和取得的成绩给予充分肯定，并指出，一是采气厂班子成员要站在公司发展全局看待问题，任务安排、政策落实要从观念转变入手，把讲效益作为根本追求。二是要加强人才管理，通过体制创新、智能化信息化，做好人才干部储备，有意识的进行干部队伍交流，稳定队伍、建好队伍、提高队伍素质。三是党建要规定动作到位，自选动作要接地气，紧紧围绕实际，增强队伍士气、团结战斗力，注重实效。

◆ 浙江油田开展劳动竞赛推动油气上产

中国石油网消息（特约记者陈旭）3月12日，浙江油田大安2H井钻进至6430米完钻，钻井周期较设计提前23天。这是浙江油田开展“强勘探、稳上产、降成本、提效益”主题劳动竞赛的一个缩影。

按照“公司有方案，部门有措施；机关服好务，基层抓推进；班组有任务，人人有压力”的竞赛要求，浙江油田着力加强生产运行、创新驱动和提质增效三大任务，力争到6月底天然气和原油产量达到规定要求，重点工程、重点井、方案设计、新增钻井平台按照计划提前完成。

为顺利实现劳动竞赛目标，浙江油田分6个方面细化任务，按方案设定子目标，具体到部门，并严格考核，确保竞赛顺利。此外，浙江油田还成立了劳动竞赛领导小组，负责劳动竞赛的组织指挥、方案审定，协调解决劳动竞赛中有关问题事项。

◆ 煤层气公司“大质量观”提升质量管理水平

中国石油网3月14日消息（特约记者方亮 通讯员雷琦 高新华）“我们通过强化施工质量管理，及时整改问题，实现了延1集气站提前完成建设，并一次投产成功。”3月10日，煤层气公司韩城采气管理区负责人说。

煤层气公司认真贯彻落实集团公司全面提升质量管理水平工作部署和要求，牢固树立“质量至上”理念为“根”、方案设计质量为“源”、产品和工程质量为“标”的高质量发展“大质量观”，牢牢守住质量这条企业发展生命线。

煤层气公司强化质量源头管控，突出质量管控从重“事后控制”向“事前和事中控制”并重转变，狠抓方案和工程设计质量管控，理顺编制审查审批流程，压实质量责任。公司抓细物资材料质量管控，今年累计抽检入井材料993批次，入井材料合格率较去年提高4.36%；狠抓工程质量过程管控，健全工程质量标准体系建设，实现了单位工程、关键工序、重点环节一次验收合格率达100%。

临汾采气管理区结合实际，积极推行质量“清单式”管理，组织本部部门、基层各单位编制业务范围内质量管理清单，通过梳理制订98项质量任务清单，重点明确管理流程、质量标准、控制措施等内容和考核指标。编制下发《管理区质量管理 work 指导手册》，积极建立质量长效管理机制。

公司将质量管理纳入重点工作考核内容，通过整合质量、安全、环保和油气井监督资源，在“标准执行、承包商准入、过程管控、结果验收、考核问责”等5个关键环节明确质量提升措施，实行“问题销项”，全面提升质量管理水平。

截至目前，这个公司开展质量问题追溯及签字背书8次，对20支施工队伍进行了质量问责。

◆ 中国石化——涪陵气田技术改造减少碳排放

中国石化新闻3月14日网讯，今年以来，江汉油田涪陵页岩气公司利用背压阀测试工艺，减少气井测试求产时页岩气的放空燃烧，降低了碳排放和能源损耗，增加了开发效益。至3月中旬，气田已在8口气井中运用实施，累计回收页岩气140多万立方米，减排二氧化碳2600多吨。

在以往的页岩气开采过程中，为使新井顺利排液产气，准确测试新井产量，需要长时间放空燃烧页岩气。

为推进绿色生产、减排降碳工作，涪陵页岩气公司按照构建“资源节约型、环境友好型”企业的要求，不断优化、改进测试流程，改变传统的点火放喷测试流程，通过安装新型背压阀，气井可以边排液边生产，让原本放空燃烧的气体能及时进入采气流程，变为实实在在的产量，实现经济效益、环保效益和社会效益的有机统一。

与此同时，在气井测试求产前，公司严格组织现场技术交底，研判施工各项风险，制定有效管控措施，加大执行考核力度，确保测试风险最小化。

为全面推广新型背压阀测试求产工艺，公司逐步优化气井试采方案，改进安装方法，优化工艺参数，采用一体化计量装置，升级更新数据采集系统，增强了新工艺的适应性和有效性。

据了解，“页岩气地面测试系统”已获得国家实用新型专利授权。

◆ 涪陵页岩气田泰页1-3HF井钻井刷新6项纪录

中国石化新闻3月17日网讯，“目前，我们设计的这套优快钻井技术系列助力泰来区块提速降本取得巨大进步，有较好的推广价值。”3月16日，江汉油田工程院钻井所副主任代林告诉记者。3月2日，涪陵页岩气田泰来区块泰页1-3HF井顺利完井，完钻井深4793米，水平段长2032米，钻井周期38天，钻完井周期53天，机械钻速13.13米/小时，刷新区块一开单趟进尺最高、趟钻数最少、机械钻速最高、周期最短、三开水平段日进尺最高、全井钻井周期最短等6项泰来区块钻井工程纪录，为泰来区块钻井“四提”工作提供示范模板。

泰页1试验井组位于四川盆地川东高陡褶皱带，共部署4口井，属于勘探评价井。“勘探目的为进一步评价认识油气藏性质、资源分布、产能、可采储量；评价油气藏井距、开发层位、水平段长、方位等合理的开发技术政策；评价优选主导工程工艺技术，实现提产能、控成本、效益开发；探索高效组织实施方式，为整体效益开发奠定基础。”江汉油田工程院钻井所地质室主任雷佳萍告诉记者。

泰页1-3HF井具有地层软硬交错，岩石可钻性差，机械钻速低，凉高山组地层承压能力低，易发生井漏等特点。工程院通过分析区块地质特征，应用钻井学习曲线，结合泰页1HF井等已钻邻井钻后分析，以提速降本为目标，多轮次优化完善该井组钻井工程方案。

该井采用“导管+二开”井身结构，二开井眼直径由泰页1HF井的241.3+215.9毫米的复合并眼优化为215.9毫米井眼，减小井眼尺寸，提高机械钻速。基于最小摩阻原则，兼顾防碰，进尺最少，根据斜面圆弧理论，采用“五点六段式”剖面对井眼轨道设计进行优化；为了保证侧钻成功率和造斜处的井眼轨迹平滑，造斜点优选在地层较为稳定可钻性较好的沙溪庙上部地层，造斜率由16度/100米优化为14度/100米，使得钻井轨迹拐弯更为平缓，增加作业稳定性。为了提高机械钻速，一开优选改进型钻头配合高扭矩长寿命等壁厚螺杆，采用激进参数，保证一趟钻打完一开进尺1400米。为了减少井漏等故障复杂，二开采用水基和油基泥浆分段施工模式，结合泰页1HF井9次井漏的教训，将目的层钻井液密度由1.57克/立方厘米优化为1.42克/立方厘米，并要求在钻井液中提前加入随钻堵漏剂和超细碳酸钙对地层裂缝进行封堵；在油层套管固井中，为减少提承压时间和提高固井质量，由常规水泥浆固井优化为泡沫固井。在套管材料方面，通过软件分析套管受力，精确模拟井筒全生命周期温度场和应力场，分析各种工况下套管受力，完成三轴校核，将表层套管钢级由P110优化为价格更为便宜的N80，材料费用节约10%。

工程院通过以上方案的优化，并派设计人员进行全过程跟踪指导，泰页1-3HF井较泰页1HF井，钻井周期缩短39%，机械钻速提高28%，故障复杂率降为0，实现了一开“一趟钻”、水平段“一趟钻”，优质储层穿行率100%，2月8日进尺420米，较此前区块纪录提高了189米，刷新了6项区块纪录。

下一步，工程院将做好钻后分析总结，形成泰来区块钻井提速提效推荐做法，促进涪陵页岩气田“四提”工作再上新台阶。（黄慧 卢和平 姜建琼）

◆ 江汉井下测试元坝15井试油气测试点火成功

中国石化新闻3月14日网讯，近日，江汉石油工程井下测试公司负责压裂测试施工的元坝15井在6毫米油嘴控制下放喷并成功点火，圆满完成施工任务。

元坝15井是勘探分公司元坝项目部在四川盆地川北坳陷九龙山背斜南东翼须三段部署的一口预探井，储层孔隙度低、渗透率低、裂缝发育，硫化氢和二氧化碳含量高，试油气测试工程难度高。为确保该井高质量、高效益施工，井下测试公司提前组织专家组对试气工程、施工设计进行审定，根据地质储层特征，优化测试、压裂施工工艺和设计参数，保证施工过程中达到最佳的储层改造效果。

通过成立元坝15井施工质量安全保障小组，严格把关施工中所遇到的质量和安全问题，对该井每道工序进行阶段性技术、安全梳理，让每道工序的关键点下沉到岗位，采用模块化施工，有效提高施工时效，降低施工成本。

该井泥浆比重高，易导致管柱堵卡，现场技术骨干集思广益，讨论后采用无固相测试液顶替的方式解决了这一难题。针对该井温度高、压力大，存在腐蚀性流体，常规测试工具性能无法满足需求的问题，该公司从工艺优选、工具管材评价、施工参数优化、质量控制四方面开展技术攻关，专门研制适用的SSC-JMR测试封隔器、测试阀、伸缩管和内置式压力计托筒等多种防硫测试工具，成功完成测试施工。

元坝15井是井下测试公司回归元坝区块后施工的第一口井，须三段试气的成功点火再次展示了该公司的酸化压裂、完井测试专业的雄厚实力，为进一步提高西南海相碳酸盐岩储层工程质量奠定了坚实的基础。

◆ 江汉石油工程井下复兴区块首次含凝析油气井进站试气试验成功

中国石化新闻3月16日网讯，近日，江汉石油工程井下测试公司首次在复兴区块含凝析油气井兴页10-1HF井实施进站试气试验取得圆满成功，为复兴区块绿色低碳高效开发提供有力保障。

此前，复兴区块页岩气井从放喷求产到天然气进集气站期间，需要在放喷口燃烧天然气约3个月时间，不仅消耗掉数十万方天然气，造成巨大经济损失，而且高速气流在放喷口燃烧，产生大量二氧化碳和噪音。该公司为此开展工艺研究，决定采用直接进站试气的方式回收测试求产过程中排出的天然气，既能避免天然气燃烧造成资源浪费，又能有效消除污染。

该公司根据新的工艺流程进行针对性的技能和安全培训，选用兴页10-1HF井作为含凝析油气井进站测试试点井，组织隐患排查和应急演练，落实24小时坐岗和干部巡检，保持与集气站沟通协作。试验中采用背压阀调压进站的方式，迅速完成流程的连接、试压、调试、倒换，进站放喷点火，试验取得圆满成功。（国辉 程龙）

◆ 西南油气低伤害建井助低效储层提档升级

中国石化新闻3月18日网讯，3月7日，西南油气新蓬23-8井获天然气测试日产量6.57万立方米，创蓬莱镇Ⅲ类气藏产量新高。

川西气田蓬莱镇浅层气藏已进入扩边开发调整期，气藏整体表现出地压系数低、含气丰度低、含水饱和度高的特征，储量的开发动用难度较大。

为增强难动用储量开发效果，设计人员积极转变设计思路，通过对储层两相渗流机理的分析，找到了制约气井增产的钻完井液体伤害主控因素，创新性提出了“全过程低伤害建井”理念，通过“一体化建井”缩短建井周期，研制应用低伤害钻井液和压裂液，并配套压裂“少进快出”工艺措施，有效降低储层伤害，充分释放储层产能。该井低伤害建井理念的实践，有效降低了储层伤害和返排负担，测试产量达到邻井 I 类优质储层产量标准。（尹琅 胡丹 滕小兰）

◆ 西南油气采气二厂页岩油井净化气装置见成效

3月16日，西南油气分公司采气二厂在页岩油井元页3井自喷生产中，先导性引进天然气脱蜡、脱水及脱重烃一体化净化气装置，日产天然气0.5万立方米，累计外输气7万立方米，解决页岩油井伴生天然气无法外输问题。

元页3井是川东北地区目前生产的第一口页岩油气井，日产原油6.2吨，累计产原油2593吨。由于天然气中含有蜡、水及重烃等杂质，需要使用净化气装置。

该厂在挖潜量方面开拓创新，从天然气中蜡、重烃及水成分和含量分析入手，研究业内三种主要杂质单独脱除工艺关键技术。针对该井产气量、净化装置占地面积、投资等情况，提出“一体化集成撬”思路，研制出“三甘醇深度脱水+两级活性炭吸附脱蜡脱烃”一体化装置，引进厂家现场调研，开展先导性试验。

5个月来，通过不断优化改进，元页3井创新建设“蜡、烃、水”一体化同脱“三合一”小型撬装装置，采取首套设备租用模式实现有效降本，产生良好经济效益。

◆ 西南油气两个三维采集项目通过竣工验收

3月15日，西南油气分公司组织专家召开会议，对已实施的秀水三维、荣县-宜宾三维地震采集项目开展了竣工验收评审工作。

秀水三维、荣县-宜宾三维地震采集设计均由西南油气分公司勘探开发研究院物探一所完成，这两个三维采集项目均在确保安全前提下提前高质量完成了采集工作。秀水三维创新采用“差异化设计、增强型观测”的采集方法及精细表层结构调查、激发接收分区评价等措施，采集工作比原计划提前27天完成；荣县-宜宾三维是中国石化在四川盆地的首个全节点仪采集项目，采集工作仅用了11天就完成。

会议以听取项目汇报、现场检查资料、集中评审议论三个步骤分阶段进行。按照秀水三维、荣县-宜宾三维的先后顺序，地球物理公司南方分公司分别汇报了两个项目的资料采集情况，西南油气分公司勘探开发研究院物探一所分别汇报了两个项目的资料处理情况，从资料采集和使用上客观展示总体情况，对一些关键问题进行了简短问答；之后资料检查环节领导和专家们集中查看了两个项目图纸展示资料。通过听取汇报和查看实际资料，专家组对项目总体情况取得全面、客观的认识。评审议论中，专家们在肯定工作成效的同时，对一些关键问题进行了询问和讨论。

经专家组评审，秀水三维、荣县-宜宾三维地震采集项目一致通过竣工验收。这标志

着西南油气分公司物探资料储备又上一个新台阶，为支撑川西龙门山前和川南页岩气高质量勘探和效益开发奠定了更加坚实的基础。（李显贵 李华科）

◆ 西南工程连续5年通过国家CNAS权威认可

中国石化新闻3月15日网讯，近日，西南石油工程公司油田工程服务分公司油井管检测实验室收到中国合格评定国家认可委员会（CNAS）实验室认可证书，该实验室自2017年初次获得CNAS实验室认可证书以来，连续五年获得国家实验室认可，是目前为止中石化石油工程板块唯一一家获得该项权威资质认证的油井管检测实验室，标志着其管理水平、检测实力和服务能力达到行业领先水平。

国家CNAS实验室认可证书由中国合格评定国家认可委员会颁发，审核周期长、评定标准高，是业内公认的“高门槛”。实验室本次认可范围覆盖10大类产品、81项检测分析项目，具备金属材料的金相、化学、拉伸、冲击、硬度检测能力，能够对油井管的理化性能、螺纹检测、无损检测进行分析研究。

基于CNAS认证资质，该公司将集中优势力量，为甲方做好油井管配套技术服务，全力确保入井油井管质量，提升企业竞争力，为下步开拓高端市场、实现产业多样化奠定坚实基础。（吕豪杰）

◆ 川西气田地面工程开工

3月10日，川西气田产能建设项目地面工程建设在成都市彭州正式开工。

川西气田地处四川盆地西缘，已探明的含气面积139平方公里，主体区块位于彭州市境内，气藏埋深为5700-6200米，气田累计探明储量1140亿立方米，相当于亿吨级当量大油田，是中国石化继普光气田、元坝气田之后在四川盆地发现的第三个大型海相气田。

2021年9月，川西气田产能建设一期工程可行性研究报告获中国石化批复，建设4座脱硫站、1座生产管理中心、1座应急救援站、53公里输气管道以及气田配套公用工程。工程预计2023年9月全面建成投产，年产净化气17.68亿立方米，年产硫黄13.54万吨，可满足960万个家庭的生活用气需求，为我国西南地区以及川气东送沿线提供更多的清洁能源支撑。

作为国家千亿立方米级天然气生产基地和西南地区“气大庆”建设的重要组成部分，该项目被列为国家产供储销体系建设重点督办项目和四川省重点项目。西南石油局以打造“安全绿色、智能高效、创新领先、阳光和谐”超深海相大型都市气田样板工程为目标，运用先进管理模式和成熟集成技术，采用分散式设站布局和钻井、采输、净化同平台创新模式，天然气总硫回收率超99.9%，产品气达到国标一类气标准，硫黄达到一等品标准，实现精益化、绿色化生产和数字化、智能化管控，确保全过程安全环保，争创国家优质工程。（薛婧 袁鹏 唐艳）

◆ 西南固井擦亮页岩气工区铁军旗帜

中国石化新闻3月16日网讯，近期，西南石油工程公司固井分公司页岩气工区4口井固井质量评定为“优秀”，取得虎年“开门红”。自2017年初固井三队迁入永川后，固

井分公司在页岩区工区深耕细作，擒“气龙”、战“地虎”，安全施工水平大幅提升，成绩背后是西南固井人为高质量发展奋力拼搏的真实写照。

配齐配强“人马” 保障施工运行能力

走进固井三队，生活园区绿色整洁，宿舍舒适温馨，文化活动室、洗衣房等后勤保障配置齐全；设备设施干净整洁、摆放整齐划一，其中两台被公司视为“杀手锏”的2500型固井水泥车尤为醒目。

随着2021年分公司参与研制的两台2500型固井水泥车投入使用，彻底改变了施工现场车辆配置模式。该车采用远程控制，自动化程度高，既可实行单车作业，又可以搭配1000型水泥车同时满足两个油层注水泥浆及清水替浆作业，施工能力大大提升！”固井三队副队长魏武军介绍道。

“为了解决施工现场水泥车粉尘问题，保障员工身体健康，我们自主研发水泥车除尘装置，实现水泥车脱气粉尘收集，有效减少了现场水泥粉尘的产生。还有自主设计的固井工具清洗台，有污水收集池和沉淀池，清洗后产生的污水经过沉淀池的沉淀，可以重复利用，减少污水产生，也保护了环境。”设备管理员郭燕龙自豪地说。

敢于担当、素质过硬的领导班子，严厉尽责的安全员，老中青高效技术团队，山路驾驶经验丰富的驾驶员，一月一次技能操作培训，“师带徒”“老带新”“技能竞赛”“创新评比”……这支队伍不断发展、不断强大。

层层把牢关口 确保安全质量效益

安全风险防控“严”。清水替浆作业风险是该公司识别的四大安全风险之一，固井三队通过高压工具管理台账化、现场流程两次复查、高压配件定时更换、管汇标准化连接等管理模式，形成了一套安全、详尽、完备的“清水替浆作业”工艺流程，对HSE管理体系运行及现场标准化建设起到了积极的推进作用。通过全员安全意识和技能提升，设备设施本质安全的管理排查，施工工艺流程的严格把控，将安全风险降到更低。

技术方案突出“细”。页岩气开发采取工厂井模式，同井场的井况具有相似性，但又存在差异，需对每口井进行细致调查并详尽了解现场情况。固井三队坚持“一井一策”，利用方案策划会和技术讨论，找准找全质量控制点并提出针对性的控制措施。通过精细前期准备、把控流程环节、监督落实情况，保证现场施工方案执行。通过后期质量跟踪、总结、提升，完善了工区施工经验，形成一套针对性、适应性强的“高压注替施工工艺”。

生产运行重在“抢”。固井三队通过优化奖惩机制，激发全员动力。定期检查、考评、奖励，形成全员、全方位、全过程参与、全面推进的良性激励机制，激发了创优创效激情。通过固井物资超前准备、川渝设备设施统一调配，“抢时间、抢时效”，做到生产最优，按时保质保量完成页岩气工区施工任务。

攻坚克难利器“强”。实验室通过不断摸索、试验、提升，形成了针对不同井型井

况、密度可调的弹韧性防气窜水泥浆体系，并在32平台上半支的4口井中成功应用。在永页5-3HF井油层油管固井施工中，采用“单通道”一体化完井工艺，创造了114.3毫米油管固井段长最长和最深两项纪录。永页10-3HF井139.7毫米油层固井，固井井深6210米，套管下深6208米，创造了西南工程水平井单级封固段最长纪录。（叶稚丽）

◆ 页岩油藏CO₂提高采收率技术现状及展望

刘 合^{1,2} 陶嘉平^{1,2} 孟思炜²

李东旭³ 曹 刚² 高 扬²

1 中国石油大学（华东）石油工程学院；

2 中国石油勘探开发研究院；

3 中国石油大庆油田公司

摘要

我国陆相页岩油面临单井产量低、递减快、最终采收率低的开发瓶颈，需超前布局CO₂提高采收率技术。在系统解析北美页岩油CO₂提高采收率技术发展历程的基础上，结合我国陆相页岩油资源现实，详细讨论了该技术在国内外页岩油开发的适用性与发展前景。分析表明，我国各页岩油区块原油黏度、地层压力、矿物组成等储层特征迥异，效益开发面临的瓶颈各不相同，CO₂提高采收率的主要作用机理差异显著。因此，需针对性建立各区块CO₂提高采收率技术应用指标，制定合理的技术适应性评价标准，加大力度攻关现场应用各环节的关键技术，并积极争取明确的国家财政支持。综合考虑技术发展前景与资源现实，建议在新疆准噶尔盆地吉木萨尔页岩油区块建立CO₂提高采收率技术先导示范区，建立完整的产业技术与政策支撑体系，推动CO₂提高采收率技术发展，保障我国能源安全，助力国家碳中和战略目标实现。

关键词：非常规资源；页岩油；CO₂提高采收率；研究现状；发展前景

0 引言

依托水平井与体积压裂技术突破，美国开启页岩油革命，原油产量迅速攀升，逐步实现能源独立，深刻影响全球能源格局。我国页岩油储量丰富，初步评估资源量超过200×10⁸t[1]，是当前最具现实意义的战略接替资源。实现页岩油规模效益开发，能有效支撑我国石油2×10⁸t/a稳产红线，缓解国内日益严峻的能源安全形势，保障国家能源安全。

页岩油藏具有超低孔隙度与超低渗透率特征，开发过程中面临产量快速衰减问题，北美页岩油井压裂投产一年后产量衰减约70%，采收率通常低于10%[2-3]。与北美海相页岩油藏相比，我国页岩油藏由陆相沉积形成，分布面积小、非均质性强，热成熟度整体

偏低、原油油品较差，低采收率问题将更加突出[4-8]。地广人稀、资源丰富的北美可以采用“快速开采、轮换接替”的方式生产作业，但区块面积有限、资源回旋余地小的我国必须树立“将每一滴原油都开采出来”的开发理念。因此，尽管我国尚处于页岩油开发初期，仍有必要提早布局提高采收率技术研究，制定贯穿页岩油开发全生命周期的提高采收率技术方案。

页岩纳米级孔隙网络发育，以松辽盆地青山口组页岩油藏为例，其储集空间以10~50nm的纳米级孔喉为主，最小含油孔隙孔径小于10nm，严重制约了常规提高采收率技术的应用。地层条件下CO₂处于超临界态，具有密度近似于液体而黏度接近气体的特殊性质，扩散性极强，能够进入尺寸大于CO₂分子直径(0.33nm)的孔隙，在增能、降黏、混相等多重作用下，有效动用页岩储层深部纳米级孔隙中的剩余油，是页岩油提高采收率的现实选择[3,9-11]。经过10余年的研究探索，北美在页岩油藏CO₂提高采收率技术上积累了丰富的成果认识。本文系统解析了北美相关研究历程，分析借鉴其成功经验，并结合中国陆相页岩油实际，阐明CO₂提高采收率技术在国内页岩油开发的适用性与发展前景，为我国页岩油高效开发与增产稳产提供技术参考与理论支撑。

1、页岩油藏CO₂提高采收率技术研究概况

CO₂提高采收率技术起步于20世纪50年代，经过多年研究形成CO₂驱替、气水交替注入与CO₂吞吐等技术体系[3,12-15]。页岩基质渗透率低，压裂开发后，CO₂驱替面临着黏性指进、非均质性与重力分异影响；气水交替注入面临着驱替液注入性受限问题，远井区域面临重力分异与高渗通道突破问题。通过在同一井口注入、焖井并生产，使CO₂充分与地层原油接触，改善原油流动性从而有效提高采收率，CO₂吞吐成为页岩油藏提高采收率关键技术，并逐步发展出压裂—焖井一体化提高采收率技术。

基于室内模拟实验，研究人员明确了岩心尺度下CO₂在页岩油藏的提高采收率潜力(图1)[16]。Kovscek等通过硅质页岩物理模拟，发现非混相状态下，CO₂能提高原油采收率18%~25%[17]。Alharthy等进行了CO₂、甲烷/乙烷混合物、N₂注气提高采收率实验，结果表明下Bakken段岩心注CO₂采收率接近40%，但延长焖井时间作用效果增加有限，过度延长焖井时间收益较低[18]。Gamadi等进行了页岩CO₂吞吐实验研究，探究了焖井时间和注入压力等对采收率的影响，发现循环注入CO₂可使采收率由30%提高到70%[19]。Fakher等系统探索了储层条件与施工参数对CO₂吞吐提高采收率效果的影响，结果表明随着注入压力与储层温度的增加，采收率不断增加，温度更高的储层可能更适于CO₂吞吐应用；随着焖井时间与吞吐轮次的增加，原油采收率不断增加，但效益逐渐降低，存在增长上限[20]。

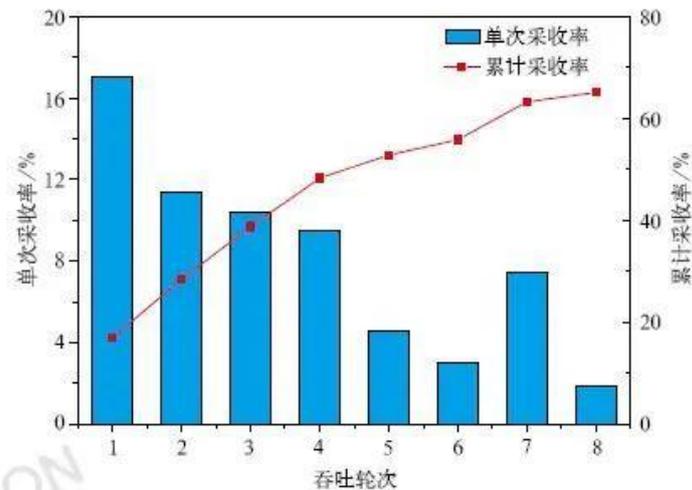


图1 CO₂吞吐提高采收率示意图(改编自文献[16])

Fig.1 Schematic diagram of CO₂ huff and puff enhanced oil recovery (modified after reference [16])

基于数值模拟分析,研究人员探索了矿场尺度下CO₂在页岩油藏的应用效果。Shuaib等通过数值模拟研究发现,CO₂驱替能提高原油采收率10%~20%,具有可行性[21]。Wang等通过数值模拟研究发现,CO₂驱替可有效提高Bakken页岩采收率,效果优于水驱[22]。Pankaj等采用油藏数值模拟CO₂吞吐技术,结果表明采用循环吞吐提高采收率的方法可以降低对加密井的要求,水力压裂后CO₂吞吐可进一步提高9%的采收率[23]。Yu等通过历史拟合探索了不同工艺参数对Bakken地区CO₂吞吐提高采收率效果的影响,结果表明CO₂注入速率对吞吐效果影响最大,其次是循环次数与CO₂扩散速度,焖井时间的影响相对较小,最优工艺参数下,CO₂吞吐能有效提高采收率9.4%[24]。

尽管室内实验与数值模拟研究均证实了CO₂提高采收率技术在页岩油藏的可行性,但相较于常规油藏,页岩油藏储层条件更为苛刻,纳米级孔隙发育、孔隙度低、渗透性差、多相流动机理复杂,实际应用中CO₂提高采收率效果受储层温度、压力、原油性质、焖井时间、吞吐周期、孔隙结构、裂缝分布等多种因素影响,需结合目标区块地质特性进行深入研究与先导试验,以确定具体技术选择与施工方案。

2、页岩油藏CO₂提高采收率技术存在的挑战

页岩油藏超低孔渗特征使得其必须依赖于大规模水力压裂方能实现商业开发,压裂后基质、页理与裂缝构成复杂的多尺度流动网络,储层非均质性极强。页岩油藏开发的独特性使得CO₂提高采收率技术面临着诸多技术难题,相关研究在CO₂—页岩相互作用机理、限域条件下CO₂扩散机理及跨尺度多相流中的CO₂流度控制机制等问题上存在不足,导致实际施工过程中在CO₂对页岩油藏孔渗参数影响,CO₂在页岩油藏中有效作用距离及指进控制等问题上认识不清,影响现场作业效果。

2.1 CO₂—页岩相互作用机理

CO₂进入地层后，与水反应生成碳酸，与页岩中的部分碳酸盐矿物、硅酸盐矿物等发生一系列反应[公式(1)至公式(4)]，复杂反应下CO₂对储层孔隙度、渗透率存在双重作用。一方面体现在CO₂反应形成碳酸后，溶蚀部分基质矿物，增大原生孔隙的同时产生部分新生溶蚀孔隙，从而有效增加基质孔隙度；溶蚀使得储层渗流通道尺寸增加，并贯通原本并不连通的孔隙，增加孔隙网络的连通性，从而有效增加储层渗透率[25-26]。另一方面体现在CO₂与部分矿物作用后会产生新的矿物沉淀，在孔隙中生长占据原本的孔隙空间，同时对胶结矿物溶蚀也会造成黏土矿物颗粒运移，大量运移后的黏土矿物微粒堵塞孔隙网络中的喉道，从而降低基质孔隙度；堵塞的喉道也会造成孔隙网络连通性下降，同时溶蚀与沉淀的矿物会改变渗流通道的表面粗糙度，从而影响储层渗透率(图2)[27-28]。实验结果显示，多重因素影响下CO₂作用后储层孔隙度、渗透率增加与降低均有发生。

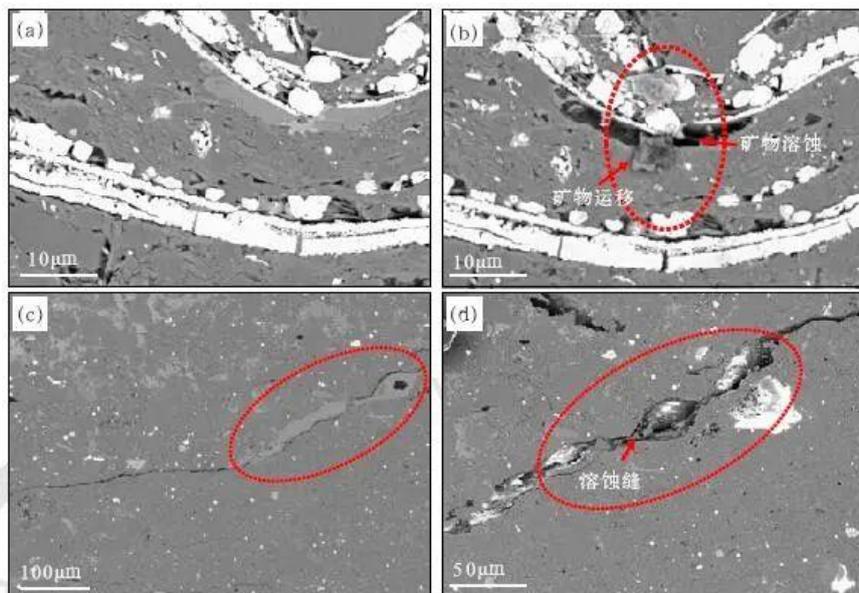
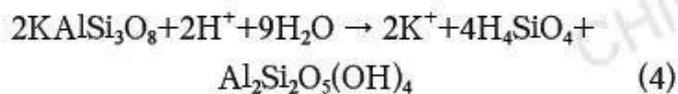
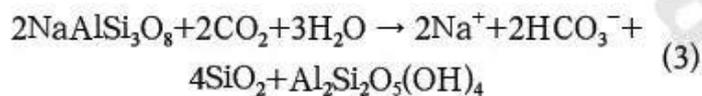
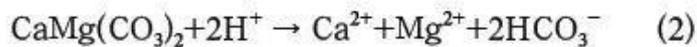
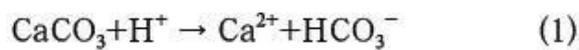


图2 CO₂处理前后页岩微观形貌SEM图

Fig.2 SEM image of micro shale texture before and after CO₂ treatment

(a) 区域1处理前; (b) 区域1处理后; (c) 区域2处理前; (d) 区域2处理后

此外在不同温度、压力条件的储层中，CO₂在不同作用时间，不同位置下对孔隙度、渗透率影响也会存在差异，相关模拟实验显示岩心前部、中部与后部的孔渗变化不同，岩心前部与中部孔渗条件得到了改善，但岩心后部孔渗参数下降显著。因此需开展针对研究以明确目标储层中CO₂作用效果与孔渗参数改善区域范围，分析CO₂提高采收率技术在不同地区的适用性。

2.2 限域条件下CO₂扩散机理

相较于常规储层，流体在大尺度通道内受对流与重力影响显著，受扩散作用的影响相对较小；而页岩层系中纳米级孔隙网络发育，基质渗透率极低，流体在基质中的流动速度缓慢，扩散作用影响增大。Hawthorne等在探索页岩CO₂提高采收率机理过程中发现，扩散作用是影响CO₂提高采收率效果的关键[29]。随后Yu等通过数值模拟发现CO₂吞吐过程中分子扩散是一种有利的作用机制，扩散系数的确定对模拟结果影响显著[30]。因此明确页岩储层内的CO₂扩散机理对分析CO₂作用效果至关重要，目前缺少CO₂在饱和流体后的多孔介质中的多相扩散研究，缺乏纳米限域条件下超低孔渗介质中的扩散分析，需进行深入探索以明确孔隙度、渗透率、储层流体性质等对页岩油藏CO₂扩散的影响。

此外，室内研究分析显示扩散作用对CO₂提高采收率效果影响显著，但该结论是基于岩心或填砂管实验获得的。现场作业中CO₂主要通过裂缝进入地层，而后通过扩散进入基质孔隙中与原油接触，天然裂缝与人工裂缝构成的复杂裂缝网络决定了CO₂与储层间的传质范围，该范围仅为整个储层的极小部分，因此不能简单地将室内实验结果直接放大至现场应用效果预测中（图3）。尽管室内实验与数值模拟均显示CO₂在页岩油藏中能有效提高原油采收率，但部分先导试验结果不及预期，模拟实验与先导试验结果间的差异显示当前对CO₂提高采收率作用机理认识仍存在不足。现场条件下CO₂扩散机理与其效果影响有待进一步深入研究探索，以明确CO₂在实际应用中的主要作用机理与控制因素。

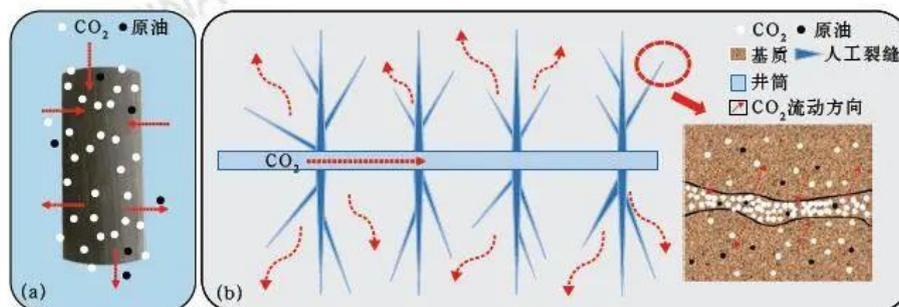


图3 室内实验 (a) 与现场试验 (b) CO₂ 扩散过程示意图

Fig.3 Schematic diagram of CO₂ diffusion process in laboratory experiment (a) and field test (b)

2.3 跨尺度多相流中的CO₂流度控制机制

页岩层系内致密基质与高导流能力裂缝间存在极强的非均质性，显著影响CO₂提高采收率应用效果。从微观纳米尺度的粒间孔、粒内孔、有机质孔，到宏观裂缝网络，乃至

尺度更大的构造裂缝，跨尺度流动通道与复杂地质背景产生的非均质性共同作用于页岩油气生产，跨尺度多相流中CO₂的流动机理复杂（图4）[5,31-32]。而相关实验研究多使用完整的基质岩心进行模拟分析，使用含微裂缝的岩心进行的模拟分析相对较少，未能考虑微裂缝带来的非均质性对CO₂作用范围的影响。裂缝网络的存在对非常规油藏的开发具有重要意义，压裂施工后，页岩油藏中存在极为复杂的裂缝网络，因此有必要在实验分析与数值模拟中预制复杂裂缝网络进行动态分析模拟，探索储层非均质性对页岩油提高采收率效果的影响。

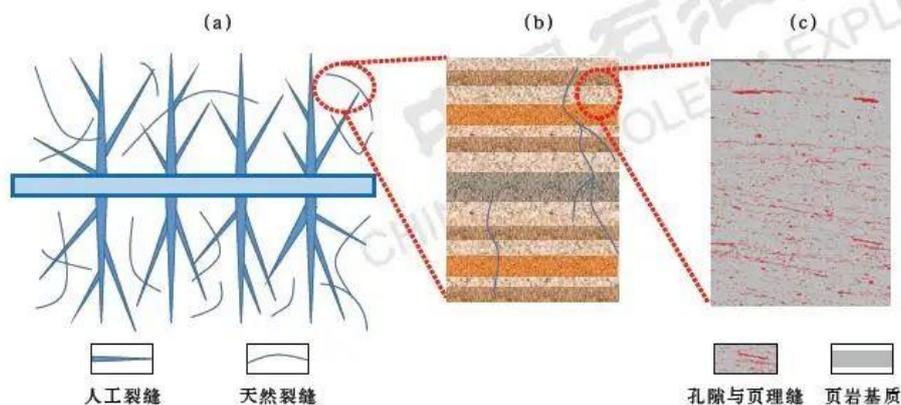


图4 页岩多尺度非均质性示意图

Fig.4 Schematic diagram of multiscale shale heterogeneity

(a) 宏观非均质性; (b) 介观非均质性; (c) 微观非均质性

Bakken地区CO₂提高采收率先导试验通过直井以8500~14000m³/d的速度向地层中注入CO₂，该段产层有效厚度约为20m，计划注气20~30天，但注气过程中，距注入井约300m的邻井观察到CO₂突破现象，先导试验被迫中止[33]。可见储层非均质性造成的黏性指进对页岩油藏CO₂提高采收率影响显著，因此需针对性研究分析，明确跨尺度多相流中的CO₂流度控制机制，在此基础上设计并优化施工工艺，以确保CO₂提高采收率技术应用效果。

3、我国页岩油藏CO₂提高采收率发展前景

准噶尔盆地、鄂尔多斯盆地、松辽盆地是我国重点开发的页岩油区块，其页岩油资源量占我国页岩油资源总量60%以上[1]。陆相沉积下各页岩区块油藏特征差异显著，矿物组成、原油组分、非均质性等因素均会影响CO₂提高采收率效果，需开展针对性研究分析，并制定合理的技术发展策略，高质、高速、高效地推动CO₂提高采收率技术现场应用。

3.1 主力页岩油区块CO₂提高采收率技术应用潜力

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷发育二叠系芦草沟组泥页岩，有机质丰度高，生烃潜力大[34]。二叠系芦草沟组发育上、下两套甜点区，上甜点区平均厚度为38.4m，下甜点区平均厚度为24.8m，页岩油成熟度较低导致原油黏度相对较高，上、下甜点平均黏度分别约

为 $50.27\text{mPa}\cdot\text{s}$ 与 $123.23\text{mPa}\cdot\text{s}$ (50°C)，原油流动性差，是制约页岩油开发效果的主要因素；芦草沟组以钙质页岩为主，碳酸盐含量较高，脆性较好[35-37]。 CO_2 可有效降低原油黏度，改善原油流动性能，并通过溶蚀作用改善钙质页岩油藏孔渗特征。区块现场试验显示， CO_2 能有效提高页岩油井产量，前置注入 2618m^3 液态 CO_2 后，与邻近可对比井相比，投产一年增油提高近 3000t ，预计最终增油可达 6736t ，显著提高了最终采收率。此外，新疆油田碳源充足，各大石化公司与煤化工基地可提供超过 $3000\times 10^4\text{t/a}$ 的优质碳源，可满足 CO_2 的稳定供给。吉木萨尔地区资源禀赋与气源供给均适于 CO_2 技术应用， CO_2 提高采收率应用潜力极大。

鄂尔多斯盆地发育延长组长7段优质泥页岩，其厚度较大，分布广泛[38]。储层厚度平均约为 16m ，厚度大于 20m 的储层面积占 50% ，约 $1.8\times 10^4\text{km}^2$ ，有机质丰度高，页岩油储量丰富，提高采收率潜力大[39-40]。开发过程中面临的主要问题是储层地层压力系数偏低，通常为 $0.7\sim 0.9$ ，属于异常低压储层，原油开采缺乏天然能量驱动。 CO_2 膨胀系数高，可有效补充地层能量，提高原油采收率。盆地内炼化、煤化工工业 CO_2 排放量超过 $1\times 10^8\text{t/a}$ ，能提供稳定充足的 CO_2 来源，国家能源集团、陕西延长石油（集团）有限责任公司与中国石油长庆油田公司均建立了 $(5\sim 10)\times 10^4\text{t/a}$ 的 CO_2 捕集利用项目， CO_2 捕集利用成本相对较低，鄂尔多斯盆地具有良好的 CO_2 提高采收率应用前景。

松辽盆地发育青山口组优质页岩，含油气显示广泛。青山口组以页岩为主，局部有砂岩、石灰岩及灰质泥岩夹层。脆性矿物含量高，黏土矿物含量为 $30\%\sim 60\%$ ，微孔及微裂缝较为发育[41-43]。盆地南部长岭地区页岩油成熟度相对较低，原油黏度相对较高， CO_2 能有效改善原油流动性，先导试验结果显示 CO_2 提高采收率效果显著，8个月内产出油重质组分显著增加，具有良好的 CO_2 提高采收率应用前景。盆地北部古龙地区页岩油成熟度较高，高演化程度下原油油品好、地层压力系数高， CO_2 能进一步增强原油流动性，补充地层能量。现场试验显示，前置 CO_2 注入后油井产能获得突破，但缺少相同区块的对比井研究，难以准确评价 CO_2 对储层孔渗参数的影响，且面临井网腐蚀问题， CO_2 提高采收率技术适用性需进一步研究讨论，以明确其应用效果及收益。

3.2 CO_2 提高采收率技术发展建议

为应对全球气候变化，2020年习近平总书记提出将力争2030年前实现碳达峰，2060年前实现碳中和。碳捕集、利用与封存技术（CCUS）是实现双碳目标的必然选择， CO_2 提高采收率技术不仅能有效提高原油采收率、缓解原油对外依存度攀升带来的能源安全问题，又能实现 CO_2 资源化利用与地质封存，助力我国低碳发展，是CCUS最具潜力的应用方向之一。此外，我国准噶尔、塔里木、柴达木等页岩油区块位于严重缺水区域，水资源与能源开发间的矛盾突出，推广应用 CO_2 提高采收率技术，能有效缓解水资源压力，提高原油最终产量的同时兼具减排与节水效益。经过初步评估，国内各主要页岩油产区均有 CO_2 提高采收率技术应用潜力，为更好地推动页岩油藏 CO_2 提高采收率技术发展，下一步的工作与研究重点应聚焦于以下4个方面。

(1) 建立页岩油藏 CO_2 提高采收率技术应用评价标准。 CO_2 提高采收率技术应用效果易受储层矿物组成、流体性质、孔渗参数与储层非均质性等因素影响，为提高其应用成功率与提高采收率效果，需强化机理研究，明确 CO_2 在页岩油藏中的作用机理，建立适用

于我国陆相页岩油藏的技术应用评价标准，为现场施工提供选井选层的理论指导与技术支撑。

(2) 攻关CO₂捕集利用关键技术。大规模CO₂提高采收率应用涉及CO₂捕集、运输、储存、利用等多个环节，当前环节中的各子项目规模有限，能耗与成本相对较高，未形成规模效应，未形成先进的全流程技术链条；需加强技术研究攻关各个环节的核心关键技术，研发并应用更先进的技术降低全产业链成本，形成低成本、低能耗、高效率的CO₂提高采收率技术体系。

(3) 积极争取政府政策支持。CO₂提高采收率技术发展初期难以获得足够的利润回报，企业投资、创新与发展意愿较低，难以发挥各单位主动性，当前政策以鼓励性和表态性为主，宏观上缺少如美国45Q条款等明确的国家财政和金融政策支持。需通过政府强有力的推动支撑，建立合理的税收与财政支持政策，建立合理的碳排放权交易体系，调动起国有企业与非国有资本的积极性，推动企业将CO₂提高采收率技术作为低碳发展的重要选择，共同实现该技术高质量发展。

(4) 建立CO₂提高采收率技术应用示范区。CO₂捕集与利用涉及不同行业、多个单位间的互通互联，需要完整的产业链串联上下游企业，建立跨产业的合作交流机制，充分发挥产业互补的优势，提高沟通效率，实现CO₂低成本高效匹配集输；需提高经济效益，建立起合理的商业模式，避免利益分配不均，实现多方共赢的正向循环，提高企业参与积极性、主动性，实现行业持续健康发展。新疆是我国重要的能源基地，碳排放量高，实现低碳减排对新疆可持续发展具有重要意义；同时该地区水资源分布不均，人均水资源量少，资源开发与水资源短缺矛盾显著；此外，准噶尔盆地吉木萨尔页岩油区块原油黏度相对较高，CO₂能有效改善原油流动性。综合各方面考虑，建议在新疆吉木萨尔地区建立先导示范区，完善跨行业协调机制，建立政策支撑试点，探索节水减排与经济发展间的平衡，推动CO₂提高采收率技术持续健康发展。

4、结论

CO₂提高采收率技术是当前最具潜力的页岩油提高采收率技术之一。陆相沉积下，我国页岩油热成熟度整体偏低、原油油品较差，低采收率问题将更加突出，超前布局陆相页岩油提高采收率技术具有重要意义。

本文在解析北美页岩油CO₂提高采收率技术发展历程的基础上，结合我国资源现实，系统讨论了CO₂提高采收率技术在国内主要页岩油区块的应用潜力。结果表明准噶尔盆地芦草沟组页岩碳酸盐含量较高、原油流动性差、盆地内优质碳源充足，具有广阔的技术应用前景；鄂尔多斯盆地延长组长7段页岩压力系数低、缺乏天然能量驱动且盆地内碳源充足稳定，技术应用潜力大；松辽盆地南部青山口组页岩油黏度高、流动性差，技术适用性好，盆地北部青山口组页岩油原油物性好，前置CO₂注入后油井产能获得突破，但缺少相同区块的对比井研究，技术适用性需进一步研究讨论。

CO₂提高采收率技术对保障油气安全与完成国家碳中和战略目标均具有重要的战略

意义。应制定合理的发展策略，通过建立适用于我国陆相页岩油藏的技术应用评价标准、攻关CO₂捕集利用各环节的关键技术、争取政府实质性财政支持、在新疆吉木萨尔地区建立技术应用示范区等措施，共同推动CO₂提高采收率技术高质、高速、高效发展。

◆ 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油效益开发探索与实践

谢建勇 崔新疆 李文波 朱靖生

伍晓虎 褚艳杰 陈依伟 汤涛

朱思静 吴承美 张金凤

中国石油新疆油田公司吉庆油田作业区（吉木萨尔页岩油项目经理部）

摘要

准噶尔盆地吉木萨尔页岩油藏是典型的陆上页岩油非常规油藏，储层岩性复杂、横向埋深差异大、纵向夹层多、非均质性强，油层薄，原油黏度高，开发难度大。经过勘探发现、先导性试验、动用突破、规模建产4个阶段的探索，取得了重要进展，但产能建设达产率不高，单井投入产出矛盾逐步凸显，开发效益成为制约吉木萨尔页岩油开发的主要问题。2021年以来，中国石油新疆油田公司从管理与技术两方面着手，进行了效益开发探索。针对优质甜点分布、优质储层钻遇率、储层改造强度等单井产量的主控因素，采用储层精细再认识、核磁共振测井可动性评价、提高钻井井眼轨迹调控精度、提高储层改造强度等技术措施，配合市场化自主经营，形成了成熟的管理和技术体系，在实践中得到检验，单井投入下降53.4%，单井最终可采储量（EUR）提升50%左右，实现45美元/bbl下算盈，推动了吉木萨尔页岩油效益开发。

关键词：页岩油；优质储层钻遇率；高强度压裂；投资管控；效益开发

0 引言

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油藏是国内典型的页岩油藏，储层埋藏深度大、物性差、非均质性强，原油黏度高，水平井大规模体积压裂技术是实现效益开发的关键[1-4]。2020年3月，国家能源局和自然资源部联合批复设立国家级页岩油示范区，要求2021年产量达到 100×10^4 t，2023年产量达到 170×10^4 t，给吉木萨尔页岩油开发提出了最新要求。推进吉木萨尔页岩油开发，建设国家级页岩油示范区，打造页岩油开发的样板工程，对推动我国陆相页岩油开发具有重要意义。

吉木萨尔页岩油开发面临的主要问题是单井投入与产出矛盾逐步凸显，开发效益不达标成为制约吉木萨尔页岩油开发的主要因素。2021年以来，中国石油新疆油田公司着眼于效益开发，在管理和技术两大领域开展创新性探索，推进市场化自主经营，形成多项重要的认识和关键技术，建立了适合于吉木萨尔页岩油的管理和技术体系，取得良好

的开发效果，实现了效益开发。

1、勘探概况

吉木萨尔凹陷位于准噶尔盆地东部隆起的南部，是一个西部、南部、北部均受断裂控制的多期叠合凹陷，呈不规则的多边形，面积约为1278km²（图1）。吉木萨尔凹陷二叠系芦苇沟组（P21）发育大面积分布的页岩油藏，井控储量达到11×10⁸t，是我国陆相咸化湖盆页岩油的一个典型实例[5-6]。目前正在建设我国首个国家级陆相页岩油示范区，该凹陷芦苇沟组埋深为800~4500m、平均为3570m，厚度为25~300m、平均为200m。

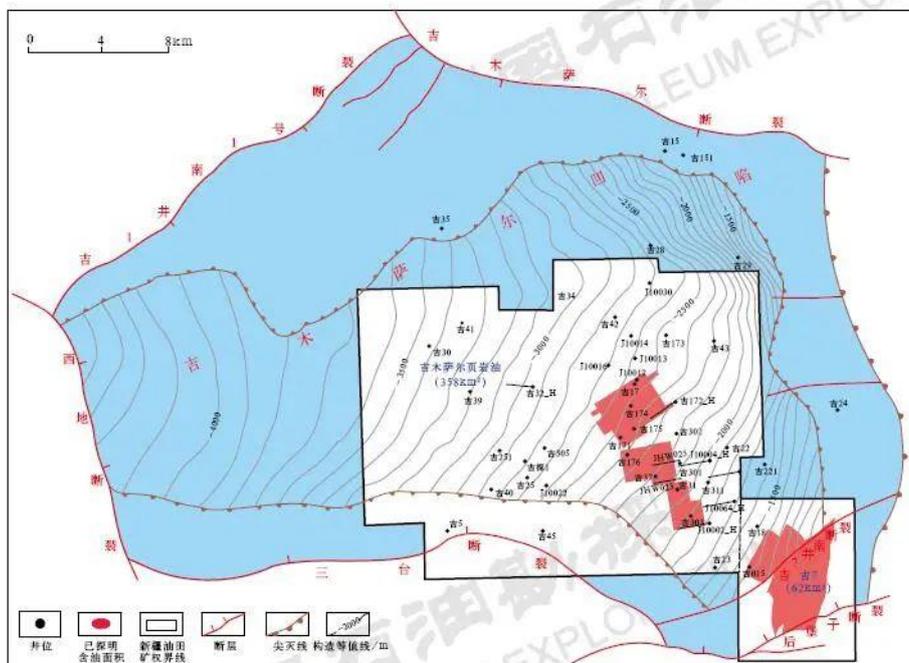


图1 新疆油田公司吉木萨尔凹陷位置图
Fig.1 Shale oil mining rights of Xinjiang Oilfield Company in Jimsar Sag

纵向上，芦苇沟组自下而上分为芦一段（P211）和芦二段（P212），各段又可分为3个砂层组，自上而下分别为P2121、P2122、P2123和P2111、P2112、P2113。根据物性和含油性分布，分为上、下两个甜点体。上甜点位于芦二段二砂组（P2122），可细分为4个小层，其中油层发育在P2122-1—P2122-3小层，优势岩性为纹层状砂屑云岩、纹层状岩屑长石粉—细砂岩、纹层状云屑砂岩；下甜点位于芦一段二砂组（P2112），可细分为7个小层，其中油层发育在P2112-1—P2112-3层，优势岩性为纹层状云质粉砂岩[7]。

中国石油新疆油田公司所辖吉木萨尔凹陷页岩油矿权面积为358km²（图1），三级石油地质储量为5.5×10⁸t，其中探明石油地质储量为1.53×10⁸t，探明可采储量为1546×10⁴t；动用储量3339×10⁴t，2020年，生产原油31.6×10⁴t，累计生产原油59.5×10⁴t。

2、页岩油开发探索历程

自2011年开始，在非常规油气勘探开发思想指导下，吉木萨尔页岩油从勘探发现到开发试验，取得了重要进展，但也出现了单井投入与产出矛盾凸显、开发效益不达标的难题。

2.1 开发阶段

吉木萨尔页岩油开发可以划分为4个阶段：勘探发现阶段、先导性试验阶段、动用突破阶段、规模建产阶段（图2）。

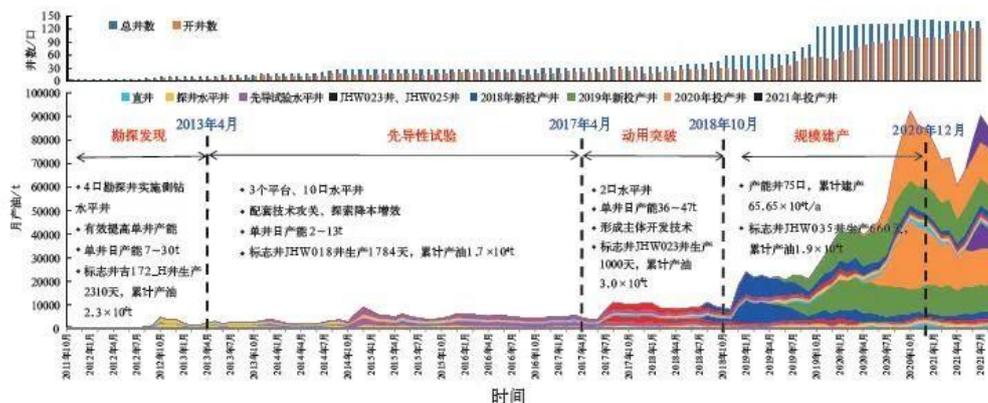


图2 吉木萨尔页岩油开发阶段划分

Fig.2 Division of shale oil development stages in Jimsar Sag

(1) 勘探发现阶段（2011年10月至2013年4月）。

2010年，芦苇沟组油藏从兼探层变为主要目的层，布控3口探井。2011年，吉25井在芦二段获日产18.25t工业油流，当年提交预测地质储量6115×10⁴t。2012年，按照“新老井结合，直井控面、水平井提产”原则，部署探井、评价井10口，其中水平井4口。吉172_H井采用水平井+体积压裂开发方式，初期最高日产油78m³，“满凹含油”认识初步

形成，按照油层厚度、埋深将油藏划分为上、下甜点和3类储层，证明水平井体积压裂是页岩油开发的技术方向。

(2) 先导性试验阶段（2013年4月至2017年4月）。

为了进一步落实储量，探索投资控减途径，开展了压裂工艺试验，共实施10口“水平井+体积压裂”开发先导试验井组，水平段长1300~1800m。2017年提交探明地质储量 2546×10^4 t，但初期日产油21.0t，一年期累计产油2110t，生产效果未达预期。该阶段出现的主要问题是—类油层钻遇率低，平均为33.9%；储层改造加砂强度较低，平均为 $0.9\text{m}^3/\text{m}$ 。

(3) 动用突破阶段（2017年4月至2018年10月）。

为探索大幅度提高单井产量技术，部署实施了JHW023、JHW025两口水平井，强化甜点选区、优化水平井轨迹设计、精细控制钻井轨迹，提高优质甜点钻遇率，优质储层钻遇率达85%，通过密切割、大排量、大砂量提高储层压裂改造强度，加砂强度达到 $2.0\text{m}^3/\text{m}$ 以上。一年期累计产油突破万吨，产量大幅提升，从而确立了多段多簇、密切割、高强度的“水平井+体积压裂”主体工艺，地质认识上也进一步深化，将储层细分为4类。

(4) 规模建产阶段（2018年10月至2020年12月）。

在两口水平井取得产量突破后，将总结出的甜点精细评价、优质储层钻遇率、密集切割高强度压裂技术推广应用，开始规模建产试验。采用上、下甜点控面和上甜点东南部整体开发相结合，精准轨迹控制、细分切割压裂，共实施水平井64口。遇到的主要问题是单井投入高，产能差异大，统计累计产油天数大于300天的27口井，初期日产油 $1.4 \sim 63.8$ t，平均为37.3t，一年期累计产油1526~13574t，平均为4588t，距离设计产能仍存在一定差距。

2.2 开发效益

2017—2019年，单井投资增加1045万元，其中，钻井成本增加2108万元，井深增加1425m，水平段长度增加538m。压裂成本降低1650万元，压裂液体系由瓜尔胶优化为聚合物+瓜尔胶，压裂规模逐年优化。地面工程建设成本增加587万元，建设联合站、110kV变电站、油外输管线等骨架工程。2021年预计完全成本67.79美元/bbl，高于油田公司平均水平，其中，折旧折耗51.2美元/bbl，占完全成本76%，折旧折耗高主要是因为钻井成本、压裂成本、地面工程建设成本较高；单位操作成本为11.97美元/bbl，低于油田公司平均水平。先导性试验阶段以来，吉木萨尔页岩油部署井在45美元/bbl、55美元/bbl、65美元/bbl油价下分别亏损45亿元、41亿元、38亿元，距离内部收益率6%有差距，推进市场化自主经营成为吉木萨尔页岩油效益开发的现实需求。

2.3 开发难点

经过前期开发探索，深化了吉木萨尔页岩油油藏、储层、产能与效益开发主控因素的认识，总体上看，吉木萨尔页岩油开发主要存在以下3个难点。

2.3.1 储层非均质性强，优质甜点预测难度大

储层岩性复杂，油层薄，甜点非均质性强。储层纵向上呈厘米级互层，甜点最小厚度为0.05m，最大厚度为4.52m，平均厚度为0.25m，纵向上各甜点间含油饱和度、含油性差异大，甜点品质平面变化快，常规三维地震资料难以精细刻画微构造和预测页岩油地质甜点与工程甜点。上甜点P2122-2可动油储量丰度平面上为 $(0\sim 45)\times 104\text{t}/\text{km}^2$ ，油浸及富含油岩心占比低。2019年底，下甜点钻遇率仅为64%，严重影响水平井产量。

2.3.2 钻井和储层改造技术挑战强，成本高

吉木萨尔凹陷整体为东高西低的单斜，储层埋深跨度大（2320~4200m），横向埋深差异大；纵向地层夹层多、岩性变化快，泥岩塑性强、厚度大、可钻性差，钻井提速困难，水平井钻井工期和成本始终未实现整体突破。吉木萨尔页岩油流度较国内外其他非常规油藏低两个数量级，对裂缝导流能力要求高。储层天然裂缝欠发育、脆性指数中等，薄互层水力裂缝网形成难度大，埋藏深，改造成本高。

2.3.3 产量达标率低，效益亟待提高

已投产的90口水平井第一年平均单井日产量为21.9t，达产率为79.9%，一类区超设计产能，二类区、三类区、四类区均未达产，下甜点生产效果略好于上甜点，下甜点达产率为88.8%，上甜点达产率为71.0%。钻井成本、压裂成本居高不下，亟待大幅度降低开发成本，实现效益开发。

3、页岩油效益开发关键技术探索

经历了4个阶段的开发探索与试验，逐步明确了吉木萨尔页岩油提高单井产量的主攻方向和关键技术，主要包括大平台立体开发、精细储层认识与优质甜点预测、水平井井眼轨迹跟踪技术、储层改造几方面。

3.1 大平台立体开发

吉木萨尔页岩油开发在4套层系（P2122-2、P2122-3、P2112-2、P2112-3）进行部署，推进上甜点一、二类油藏，下甜点一、二、三类油藏整体部署，统筹组合大平台，井距为200m，纵向立体交错，水平段平均长度为1998m，设计产能为23.5t/d，平均单井累计产量为 $3.56\times 104\text{t}$ 。部署水平井446口，新建产能 $345\times 104\text{t}$ ，其中上甜点新建产能 $74\times 104\text{t}$ ，下甜点新建产能 $271\times 104\text{t}$ 。一、二、三类油藏水平井分别为139口、150口、157口，新建产能分别为 $163\times 104\text{t}$ 、 $88\times 104\text{t}$ 、 $94\times 104\text{t}$ 。动用储量 $8945.4\times 104\text{t}$ ，其中上甜点 $1636.8\times 104\text{t}$ 、下甜点 $7308.6\times 104\text{t}$ ，探明储量上甜点动用程度90%、下甜点动用程度94%。

3.2 精细储层认识与优质甜点预测

3.2.1 页岩油特征

吉木萨尔页岩油主力油层分布在P2122(上甜点)和P2112(下甜点)两个砂层组内,厚度平均为38m和44m;属咸化湖泊相夹三角洲相,岩矿组分复杂、岩石类型多样(图3)。

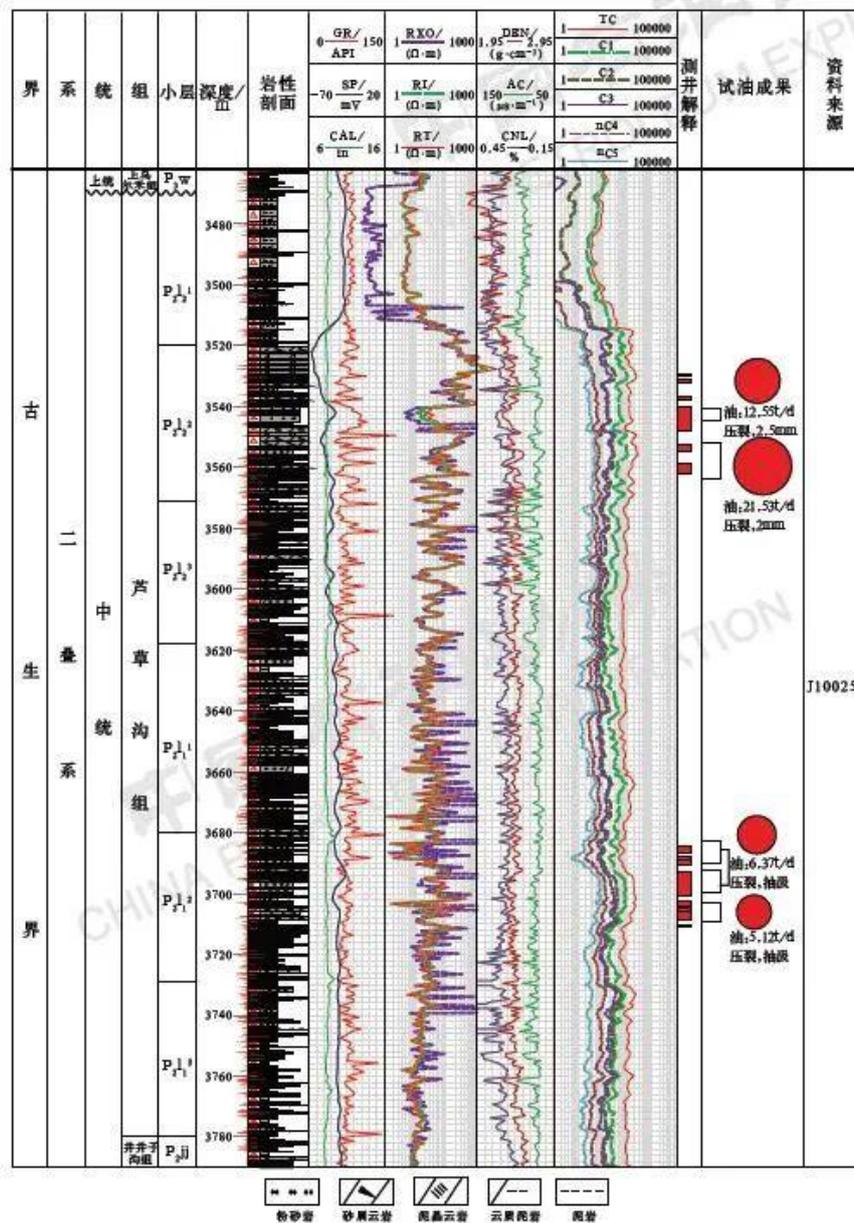


图3 吉木萨尔凹陷地层综合柱状图
Fig.3 Comprehensive stratigraphic column in Jimsar Sag

上甜点 (P2122) 岩性以长石岩屑砂岩、云质砂岩、砂质云岩为主，非均质性强，平面上连片性较差；纵向有3个主力小层，隔夹层发育。下甜点 (P2112) 岩性单一，以云质砂岩为主，平面上连片性好；纵向有3个主力小层，隔夹层更发育且呈现与云质砂岩高频互层特征[8]。

油层覆压下，上甜点平均孔隙度为13.8%、下甜点平均孔隙度为11.2%，上甜点渗透率为0.061mD、下甜点渗透率为0.025mD，孔隙半径为100~150 μm，喉道半径为0.1~0.3 μm；储层弱水敏，润湿性为中性—弱亲油。

气油比为10.0m³/m³，地层压力系数为1.3~1.5，地面原油密度为0.88~0.91t/m³，

50℃条件下,上甜点地面原油黏度平均为53mPa·s、下甜点地面原油黏度平均为166mPa·s;与国内外页岩油藏相比,吉木萨尔页岩油具有高密度、高黏度、低流度、低气油比的特点[9-10]。

3.2.2 核磁共振测井储层评价

应用核磁共振测井方法评价页岩油储层,建立了基于核磁分频处理的储层精细识别及产能评价模型,精细吉木萨尔页岩油储层认识,细化完善分类分区标准。核磁共振测井的主要特点是分辨率高、评价孔隙流体更为精细。

前期开发实践中,由于岩性复杂,常规测井解释的岩性精度不够,有效孔隙度误差较大,且无法评价可动孔隙度,用有效孔隙度作为甜点品质的主要参数进行分类评价,与产能一致性较差。核磁共振测井具有更高的精确度且受岩性影响小,采用可动孔隙度评价甜点品质更加精确。通过开展各项表征孔喉结构的岩心实验分析,确定不同流体赋存状态的孔喉直径下限及核磁T2谱对应的弛豫时间截止界限[11-12](图4)。

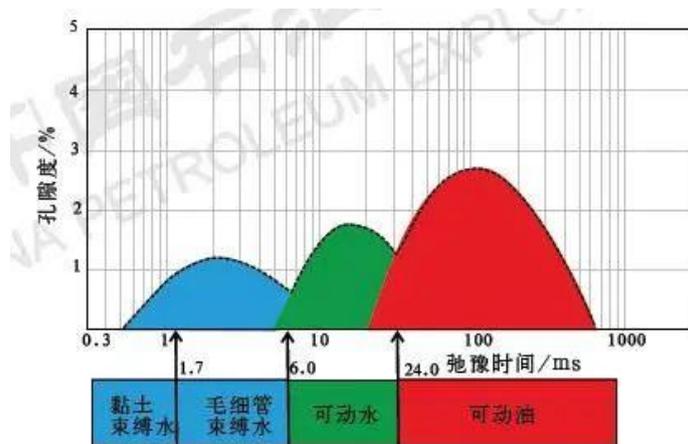


图4 核磁共振页岩油评价理论模式

Fig.4 Theoretical model of shale oil evaluation by NMR logging

结合取心井含油性显示、直井试油产量、水平井产能等情况,建立了产能与可动孔隙度($\phi_{可动}$)、稳定含水率、可动油饱和度($S_{o可动}$)之间的耦合关系。同时页岩油孔喉特征复杂多样,核磁T2谱形态不仅能精细刻画可动流体孔隙的大小,而且能反映出孔喉非均质性的差异,非均质性越强,核磁T2谱展布位置越宽,这类甜点渗透性较差,出油量低。通过总结产能与核磁T2谱形态之间的规律,采用定量与定性结合的方式建立了一套稳定含水率评价标准(表1)。

表 1 典型井测井响应特征
Table 1 Log response characteristics in typical wells

甜点分类	稳定含水率/%	$\phi_{\text{可动}} / \%$	$S_{\text{可动}} / \%$	T_2 谱形态 1.7ms 35ms	物理意义	代表井	典型薄片 (放大倍数: 100)
一类	<40	>6	>44		黏土峰信号弱, 束缚流体信号弱且集中, 35ms之后信号强且单峰集中靠右, 横向峰域窄, 说明孔喉相对简单, 以大孔喉为主, 非均质性弱, 分选较好	JHW023	
二类	40~50	5.5~6	42~44		黏土峰信号弱, 束缚流体信号中等且集中, 35ms之后信号强且单峰集中靠左, 横向峰域窄, 说明孔喉相对简单, 以中孔喉为主, 非均质性弱, 分选较好	JHW052	
三类	50~70	4.5~5.5	39~42		黏土峰信号中等, 束缚流体信号中等, 35ms之后峰分散, 横向峰域宽, 说明孔喉相对复杂, 大、中、小孔喉均有, 非均质性强, 分选中等	JHW044	
四类	70~90	3.5~4.5	35~39		黏土峰信号弱, 6~35ms束缚流体信号强, 35ms之后信号弱且单峰集中, 说明以小孔喉为主	J10028_H	

可动油弛豫时间截止界限为35ms, 弛豫时间在35ms 以下均为不可动油。弛豫时间在35ms以上时, 若在35ms以上信号强且单峰集中靠右, 横向峰域窄, 则为一类甜点, 孔喉相对简单, 以大孔喉为主, 非均质性弱, 稳定含水率低于40%; 若35ms之后信号强且单峰集中靠左, 横向峰域窄, 部分单峰在20~30ms之间, 则为二类甜点, 孔喉相对简单, 以中孔喉为主, 非均质性弱, 稳定含水率在40%~50%; 若35ms之后峰分散, 横向峰域宽, 部分单峰继续前移, 则为三类甜点, 孔喉相对复杂, 稳定含水率在50%~70%; 若35ms之后信号弱, 且单峰前移到15ms以下, 则为四类甜点, 以小孔喉为主, 稳定含水率在70%~90%。整体来看, 核磁T2谱信号在35ms之后单峰占比越高, 可动油饱和度越大, 稳定含水率越低, 且二者具有较好的回归线性关系, 经投产水平井产液剖面测试及水平井产能验证, 理论结果与实际吻合度较高, 证明核磁共振测井作为稳定含水率新技术较为可靠 [13-14]。

3.2.3 优质甜点区圈定

吉木萨尔凹陷梧桐沟组 (P3wt)、芦草沟组 (P21)、井井子沟组 (P2jj) 3套储层整体认识清晰, 有利区面积明确, 常规油藏与页岩油油藏可整体开发, 叠合有利区面积为109.9km² (图5)。

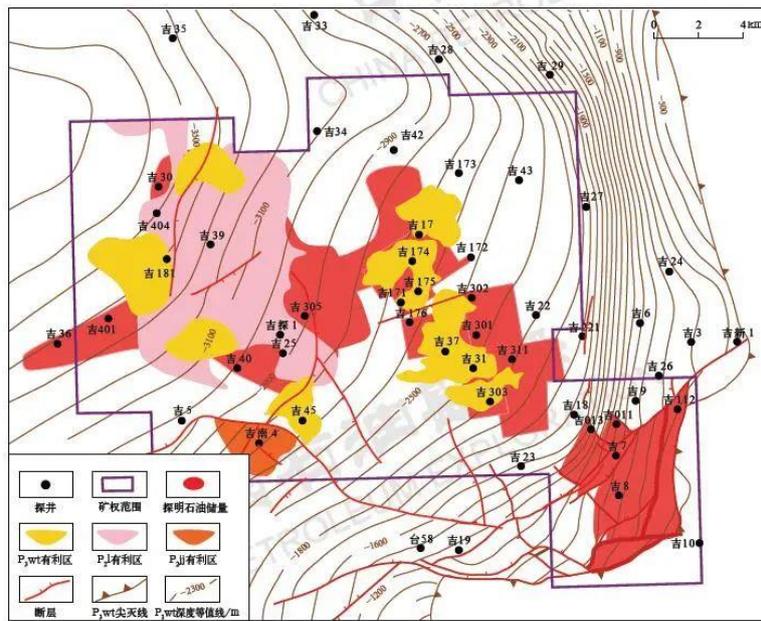


图5 吉木萨尔凹陷潜力层有利区分布图
Fig.5 Favorable exploration area of various potential series in Jimsar Sag

依据可动孔隙度、可动油饱和度、可动厚度、可动流体丰度等可动参数总体评价，平面上可将吉木萨尔凹陷芦草沟组甜点区整体分为4类（图6至图9）。明确了二叠系芦草沟组纵向上发育7套含油层系，落实了各小层平面分区范围及储量规模，各小层在纵向上叠置，纵向上对多套含油层系进行统筹考虑，确定了大平台部署的物质基础[15]。

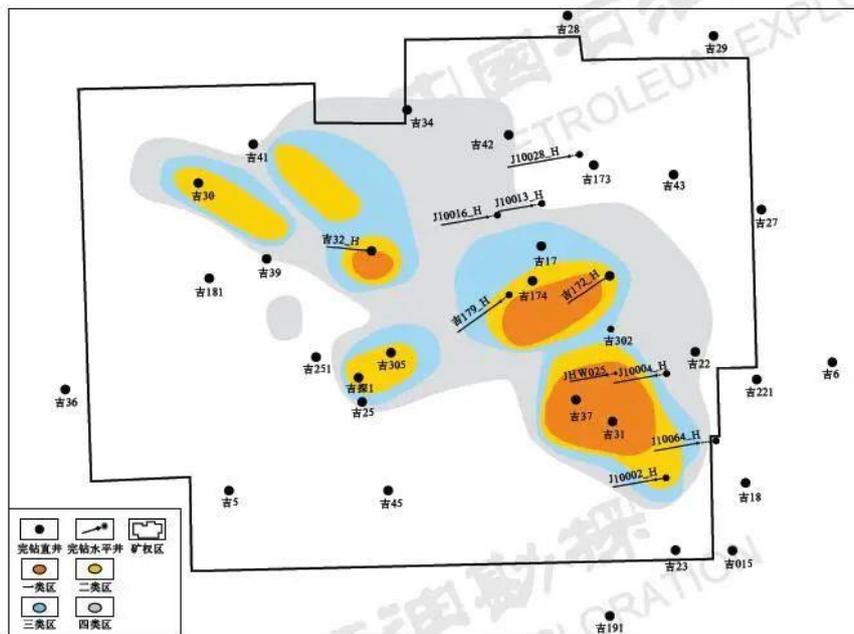


图6 吉木萨尔页岩油上甜点 P_{12}^{2-2} 平面分布图
Fig.6 Plane map of upper sweet spot P_{12}^{2-2} of shale oil in Jimsar Sag

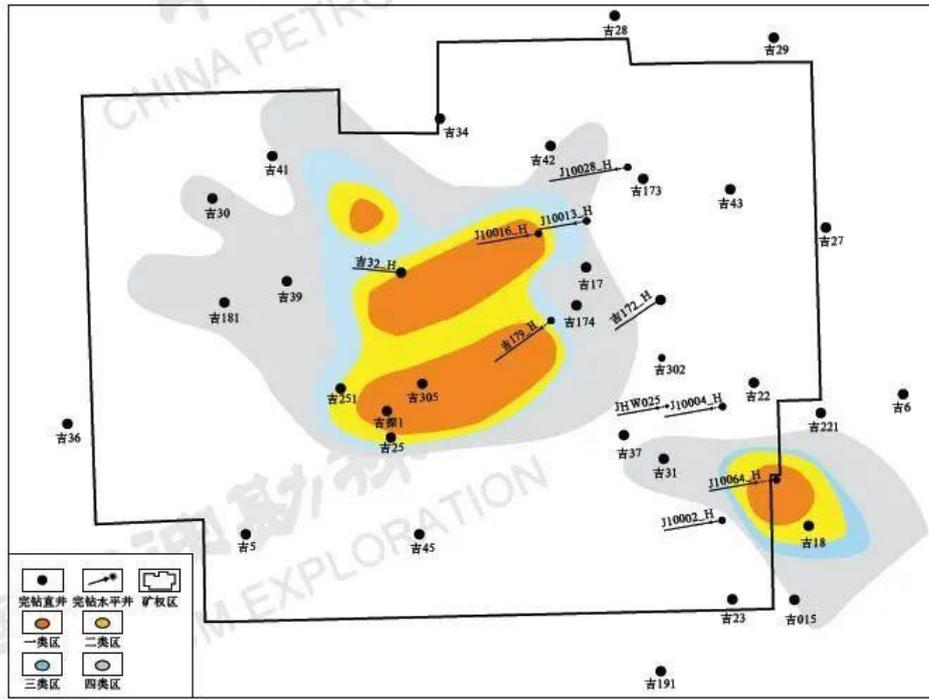


图 7 吉木萨尔页岩油上甜点 P_{22}^{2-3} 平面分布图

Fig.7 Plane map of upper sweet spot P_{22}^{2-3} of shale oil in Jimsar Sag

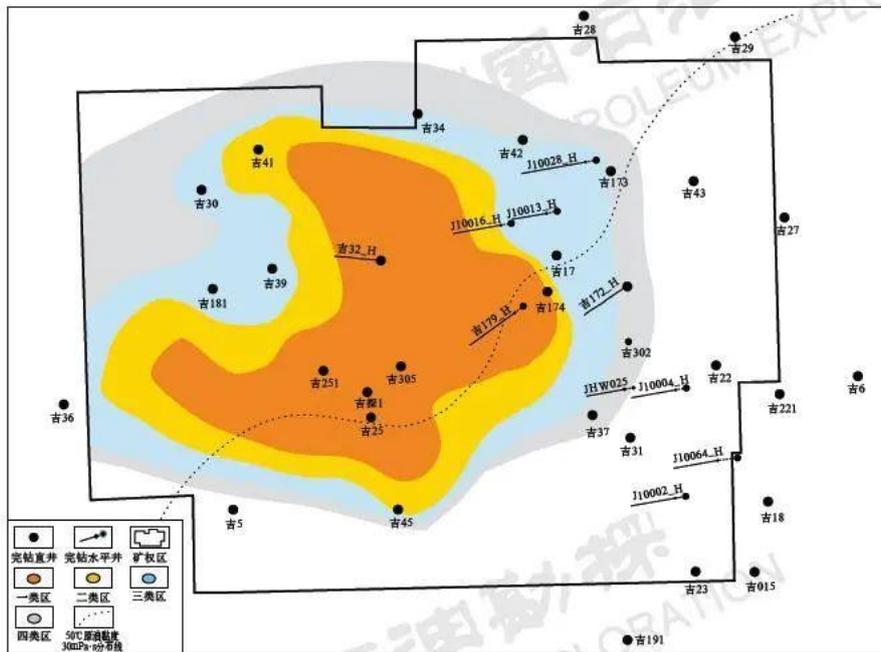
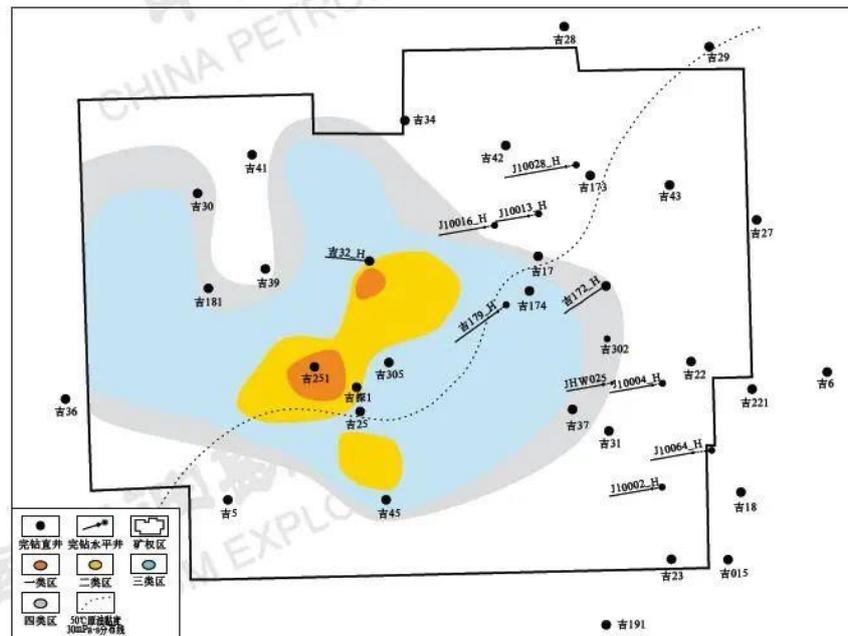


图 8 吉木萨尔页岩油下甜点 P_{21}^{2-2} 平面分布图

Fig.8 Plane map of lower sweet spot P_{21}^{2-2} of shale oil in Jimsar Sag

图9 吉木萨尔页岩油下甜点 P_{21}^{2-3} 平面分布图Fig.9 Plane map of lower sweet spot P_{21}^{2-3} of shale oil in Jimsar Sag

3.3 水平井井眼轨迹跟踪技术

控制水平井井眼轨迹，确保轨迹在目标储层内有效延伸，提高优质储层钻遇率，是压裂后高产的首要条件。综合应用三维地震体、地质模型、随钻录井测井曲线、岩矿分析数据及探边工具反演资料等进行随钻地质导向钻进，多靶点精细控制水平井井眼轨迹，适时进行轨迹调整，2021年已完钻16口井，优质储层钻遇率均达到90%以上，最高达到100%。

3.4 储层改造技术

水平井大规模体积压裂是页岩油储层改造的一项核心技术。加拿大都沃内项目采用可降解桥塞+分簇射孔压裂工艺[16]，段间距不断缩小，自2012年的89m降至2018年的49m，缩短了45%，产量随段间距缩小不断增加。在缩小段间距的同时，持续增加单段压裂簇数，由开始的3~4簇增加到7簇，簇间距由开始的15m逐渐减少至7m。基于“砂就是油，砂量就是油量”的理念，采用滑溜水+新型高黏聚合物压裂液[17]，加砂强度自2012年的1.69t/m增加到2018年的3.90t/m。单井凝析油峰值产量从2012年的70.93t/d增长到2018年的196.36t/d，单井EUR从2012年的 2.6×10^4 t增长到2018年的 6.9×10^4 t。

吉木萨尔页岩油压裂技术的突破不断推动开发工作取得新进展。2012年，吉172_H井首创国内“万方液、千方砂”的工厂化压裂，刷新新疆油田公司最大压裂级数、最大入井液量纪录，并成功获得日产78m³的工业油流。2017年，JHW023井、JHW025井的体积压裂，创下见油最早和日产最高双纪录，单井注入压裂液 3×10^4 m³，压裂砂超2000m³。JHW025井单井日产液192.83m³（169.70t），日产油106t，单井日产量突破100t。

前期页岩油开发试验表明，施工规模和加砂强度是影响改造效果的关键因素。对吉木萨尔页岩油55口投产井生产规律进行统计分析发现，压裂规模增大，产液量增大。3年累计产液量与压裂液用量持平，最终产液量与压裂液量的比值为1.2~1.6，平均为1.5。压裂规模的扩大有利于推动储层改造更加彻底，推动单井EUR取得突破。

在“密切割+水平井体积压裂”主体改造技术基础上，进一步提高改造强度，不断缩小簇间距，增大加砂强度，扩大储层改造体积，提高缝网复杂性和裂缝导流能力，并不断提高作业效率[18-19]。

吉木萨尔页岩油58号平台8口水平井实施“密切割+强化体积压裂”大规模储层改造，50天完成全部312级施工。设计总施工用液量为 $58 \times 10^4 \text{m}^3$ ，加砂量为 $5.74 \times 10^4 \text{m}^3$ ，平均加砂强度为 $4.0 \text{m}^3/\text{m}$ ；实际总施工用液量为 $55.1 \times 10^4 \text{m}^3$ ，加砂为 $5.74 \times 10^4 \text{m}^3$ ，达到设计指标，平均单级压裂用时2.2~2.4h，桥塞泵送及射孔作业用时随水平段长度减小而减少，从6h/级下降至2~3h/级，每级缩短4h左右。单个工作面正常工作时效为5级/d，最高为8级/d。平台单日最大注入液量为 $2.77 \times 10^4 \text{m}^3$ ，注入砂量为2850 m^3 。

4、页岩油效益开发管理举措

实现效益开发是目前国内页岩油开发的巨大挑战，单井投入成本高、最终累计产量低成为制约吉木萨尔页岩油高效开发的关键因素。聚焦质量效益同步推进目标，落实效益指标管控关键举措，推进吉木萨尔页岩油效益开发[20-22]。

4.1 降低单井投入

吉木萨尔页岩油通过对标长庆油田、吉林油田、吐哈油田等国内页岩油开发单位钻井、压裂等关键环节费用，查摆成本投入居高不下的主要矛盾凸显点，充分利用市场化自主经营、自主招标权限，在集团范围内优选有资质且实力强的队伍参与选商，坚持“市场配置、效率优先、提升质量”的原则，逐步建立多个市场主体共同参与、平等竞争的市场机制，初步建成市场化竞争平台，对钻井、压裂成本进行专项管控[23-24]。

钻井成本进行总体控制，吸纳具备相关资质和中国石油准入的承包商、服务商、供应商参加投标竞争，扩大选商范围，改变“一对一”市场格局，与5家钻井公司开展多轮次选商谈判，由钻井公司测算标准井费用后进行报价，选定中国石油渤海钻探工程公司、中国石油集团西部钻探工程有限公司、中国石油长城钻探工程公司等3家公司承担页岩油产能建设钻井工程施工，单井钻井工程总费用较2019年下降56.7%。压裂成本进行分段管控，将压裂施工划分为压裂施工及准备、压裂液技术服务、支撑剂、射孔及桥塞服务等四大类，与16家单位开展选商谈判，最终选定7家，将压裂投资在相同规模下控制到预算水平，平均每立方米压裂液压裂价格较以往降低42%。同步推进集约化经营、无杆泵举升等新设备工艺，多措并举，单井投资较2019年下降53.4%。

4.2 提高单井产出

通过压裂液用量与分类井预测产油量之间的关系预测，增大压裂规模，一类井累计产量将由18t/m提高到28t/m，有效提升单井产出[25]。58号平台8口井预计EUR由 3.3×10^4 t提产到 5×10^4 t。依据已投产密切割、加砂强度为 $4.0 \text{m}^3/\text{m}$ 的水平井生产特征预测，1800m水平段的井，一年期平均日产油38t，第一年累计产油 1.25×10^4 t，第二年平均日产油23t，第三年平均日产油15t，3年累计产油 2.5×10^4 t；单井最终累计产油量可达到 5.0×10^4 t，提高50%以上。

4.3 提高投入产出比

2021年单井投资指标有明显下降，预计百万吨投资43.2亿元。实际控制单井EUR可以达到 5×10^4 t，按照单井投资4600万元计算，可以将百万吨投资控制在41.1亿元，较预计节省2.1亿元。按此指标测算，可实现一、二、三类储层有效动用，具备立体部署井网条件。纵向上多套油层叠置，采用7套开发层系，横向上向南延伸到吉7井区，构建超大平台，降低钻井、压裂施工搬家费用，减少压裂干扰，节约地面成本，提高钻井、压裂效率，进一步实现降本增效目的，从而推进吉木萨尔页岩油有效开发。

5、结论

(1) 吉木萨尔页岩油从2011年开始，经历勘探发现、先导性试验、动用突破、规模建产等4个开发阶段，已取得重要成果，单井EUR低与成本高成为制约页岩油开发的主要矛盾，目前已基本攻克主要矛盾，掌握了管理和技术两把钥匙，可以实现吉木萨尔页岩油效益开发。

(2) 基于精细储层认识与优质甜点预测，形成了水平井轨迹跟踪控制技术，将优质储层钻遇率提升到90%左右，为吉木萨尔页岩油的效益开发提供了物质基础。

(3) 吉木萨尔页岩油单井累计产量随压裂规模增大而增大，提高储层改造强度是提高单井产量的关键。新一代“密切割+强化压裂工艺”储层改造主体技术，单井液量超过 $7 \times 10^4 \text{m}^3$ ，加砂量为 7000m^3 ，段间距为45m，单段平均8簇，簇间距为5.8m，实现了密切割、加砂规模的最大化，基本可以实现水平井储量缝控目标，大幅度提高单井产能。

(4) 通过发挥自主经营优势，吉木萨尔页岩油成本管控举措逐渐成熟，单井钻井工程总费用较2019年下降56.7%，平均每立方米压裂液压裂价格较以往降低42%，单井总费用较2019年下降53.4%。

■ 油气储运

◆ 国家管网西气东输32亿方天然气为河南“送温暖”

春回大地，又一个供暖季即将落幕。国家管网西气东输郑州输气分公司圆满完成了去冬今春天然气冬季保供任务，在2021年11月15日至2022年3月15日期间累计为河南省供气约32亿立方米，同比增长5.6%，供气量再创历史新高，切实保证了河南百姓温暖过冬。

本轮冬季保供适逢2022年全国“两会”和北京冬奥会、冬残奥会，郑州输气分公司牢固树立安全生产“先于一切、高于一切、重于一切”理念，科学制定“冬夏一体化”保供方案，全面落实国家管网集团、西气东输公司冬季保供方案各项工作要求，确保管网设施安全平稳高效运营。

在冬季保供准备阶段，郑州输气分公司充分利用国家管网“全国一张网”运营优势，深入践行“人人都是服务员”“一切围绕客户转”的理念，积极主动与中石油、中石化等上游基石托运商协商接洽，在采暖季前完成了供气合同签订，靠实冬季天然气保供“压舱石”。加强与地方政府和下游用户的沟通交流，克服多重困难，科学合理调配气源，做好上下游的天然气对接及安全供应。

在迎峰度冬期间，郑州输气分公司把安全平稳供气当作头等大事，全面落实安全生产主体责任，筑牢安全生产防线。细化入冬前检查和维护保养方案，全面梳理储备备品备件，完善补充设备厂家应急联系人，做到战则有备、有备无患。及时开展设备设施秋检作业，做好风险分析，制定预防措施，严格执行作业方案，对发现的设备缺陷和故障当即处理，保证关键设备“健康上岗”。协调客户实现多气源下载，实现“场站客户”冰堵演练全覆盖，进一步加强站场员工应急处置能力，确保突发情况“第一时间”“第一现场”得到妥善处置，多方位提升保供能力。

数百名“橙衣战士”驻守一线，防疫情、战严冬，加强管道巡护、信息收集和管道保护宣传等工作力度，认真开展风险评估，制定分级管控措施，分类推进隐患整改，科学应对用气调峰需求，守牢天然气供应“生命线”，上下同心完成3307万标方单日最大管输商品量供应。

经过二十年的发展，郑州输气分公司作为河南省最主要的天然气管道运营商，所辖1415公里天然气主干管网连通着上游天然气资源与下游终端市场，占据了河南省天然气供应市场份额的62%，拓展形成了9家托运商、下游分输口41个的上下格局，为河南出彩持续“加油添气”。

近日，西气东输公司专题组织召开2022年河南区域客户服务座谈会，畅通“X1X”间的交流渠道，与上下游客户共同分析河南省天然气供需动态，谋划发展与合作机遇，更好地服务河南天然气市场。“郑州输气分公司将进一步做实做细做优管网公平开放和客户服务工作，充分发挥‘X1X’油气市场体系中‘1’的桥梁作用，全力保障管道天然气稳定供应，为河南省经济社会发展、人民生活质量提升和生态环境改善贡献力量。”郑州输气分公司党委书记、经理王世君表示。（杨黎明、刘冬）

◆ 输气量超200亿立方米 中国最大天然气枢纽站完成今冬保供任务

新华社客户端宁夏频道3月16日电（记者苏醒）记者从国家管网西气东输银川输气分

公司中卫压气站获悉，截至3月15日，中卫压气站在2021-2022年度冬季保供期已累计向下游输送天然气209亿立方米，有效完成了冬季输气保供任务。

走进中卫压气站，一根根大口径的明黄色管道整齐排列，旁边密布着各种仪表阀门，5台压缩机轰鸣作响……中卫压气站是“西气东输”管道系统中的一座重要枢纽站，每天有接近2亿立方米的天然气在这里中转后，源源不断被送往下游地区。

中卫压气站站长姚东告诉记者，通过这个枢纽，可以将西北方向的来气，输送至北上广深等地，也可将西南地区北上来气，转供至华北和东部地区。该站也由此成为中国天然气行业输气量最大、工艺最复杂、系统性最重要的枢纽场站，有6条天然气管道在这里互联互通，设计年输气能力达870亿立方米。

输气量超200亿立方米 中国最大天然气枢纽站完成今冬保供任务

设备设施维护保养，是做好安全生产的关键环节。“在冬季保供之前，我们就对所有设备设施，开展了一次全面的精细维护保养，确保设备设施状态良好，以最健康的状态，投入到冬季保供。”姚东说，在冬季保供期间，中卫站还增加了一次凌晨4点的重点巡检，结合北方大风和严寒天气影响，针对天然气泄漏风险点和关键设备，开展专项的重点巡检，及时观察设备运行动态，加强风险辨识的能力。

为做好突发事件应对，中卫压气站针对冬季可能发生的低温冰堵、阀门卡滞等突发事件，开展针对性应急演练，精准提升员工第一时间、第一现场的应急抢险能力，确保在事件发生时，能够第一时间消除故障，恢复供气。同时，中卫压气站也针对冬供，储备了充足的设备维修备品备件，确保在设备故障时能第一时间维修处理。

输气量超200亿立方米 中国最大天然气枢纽站完成今冬保供任务

此外，该站还有一支管道巡护队，负责巡护辖区382公里线路管道，防止因第三方施工、地质灾害等对管道造成损坏。“仅在中卫市，输气管道就要穿越沙漠、山区、高原、平原、河流等多种复杂地形。除借助高科技手段全程监控外，每一段管道都有巡线员每天巡检，巡检人员平均每天步行约2万步，相当于徒步15公里。”43岁的巡线员魏全华说。

◆ 国家管网西气东输长沙输气分公司完成冬季保供任务

累计向湖南输送天然气16.25亿方

人民网长沙3月16日电 3月15日，国家管网西气东输长沙输气分公司圆满完成湖南省境内天然气冬季保供任务，累计向湖南省境内输送天然气16.25亿立方米，同比增长9.26%。

去冬今春天然气保供期间，长沙输气分公司以安全生产为根基，以应急处置为抓手，以市场开发为动力，多举措确保湖南地区用上平稳供应的清洁能源，为湖南省经济高速发展、千家万户安宁生活筑牢用气屏障。

首次开启互联互通工程安沙分输站转供支路

入冬以来，湖南省境内迎来多轮次降温雨雪天气，夜间气温持续低至零下，给天然气保供增添了多重阻力。长沙输气分公司领导员工连续10天蹲守安沙分输站场，持续修改完善应急预案，协调保驾单位调集发电机、中频加热器、电伴热带、保温棉等应急保驾物资以待备用，顺利接收新气管道向长沙支线安沙分输站转供的5521万立方米天然气，扩展多气源供应格局，有力缓解了长沙地区冰冻雨雪天气下紧张的用气局面。

首次实行醴陵压气站“双机”联动运行

2022年元月初，分公司醴陵压气站正式启动备用压缩机组投用运行，标志着压气站自2018年12月建成投产以来首次实现“双机”运行。据悉，该压气站2台压缩机为国产6.6MW变频电驱离心式压缩机组，其中天然气压缩机组（EB35-2）制造厂商来自西安陕鼓，驱动电机制造厂商为上海电气，是西气东输较早实现压缩机组国产化的分输场站。在冬季保供投用以来，针对特殊工况点，压气站提前做好预判，编制多项风险应对措施，升级日常管理、双人轮换值班、关注天气变化、积极与地方电力部门沟通联动，24小时不间断监控两台压缩机运行状态，确保双机运行安全可控。

“橙色铁军”合力攻坚，提前研判保供措施

分公司在秋检工作期间，针对分离器、调节阀等重要设备，组织分输场站、维修队工作人员及时进行“问诊”检修，防止阀门卡滞，杜绝设备失效；入冬前夕，全面开展所有场站关键设备维护检修及分离器排污清灰作业，更换西二线过滤式分离器及组合式分离器滤芯，完成场站RMG调压阀大修和水套加热炉维修；冬季保供期间积极联系属地应急保驾队伍，储备自身保供力量，加密设备巡检及关键设备运行参数监控。

强化管道保护风险管控，压实企业责任

制定冬季保供管道保护专项工作方案，明晰目标、落实到人，重点强化第三方和高后果区风险管控，积极推进隐患整治，加强与地方政府沟通协调，形成政企管道保护联防合力。保供期间，对220个管道沿线相关政府部门进行走访，送去“一旗、一册、一信”，感谢对天然气管道保护工作的理解与支持；对38个沿线第三方施工单位进行安全技术再交底，布控预控再升级，春节后第一时间核实管道附近各项施工点的复工时间、人员信息、施工方案及施工计划等，进一步巩固管道保护安全防线，确保管道风险持续受控。
(熊杰 惠海军)

◆ 我国储气库建设实现原创技术突破

3月15日，随着一座座储气库供气阀门陆续关闭，今年的供暖季平稳度过。

这当中，我国天然气储气库建设的原创技术突破功不可没。

中国石油勘探开发研究院首席专家郑得文介绍，地下储气库是天然气上、中、下游产业产供储销体系中的关键一环，其保障国家能源安全和国计民生的“饭碗”作用至关

重要。

2017年，我国北方部分地区一度出现天然气供应紧张的局面，暴露出我国在天然气生产、供应、储备、销售等环节存在一些不足。国家发改委、国家能源局联合印发《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》，要求供气企业有不低于合同年销售量10%的储气能力。

“天然气大发展势头强劲，储气能力不足仍是制约我国天然气业务可持续高质量发展的瓶颈。”郑得文说。

同时，复杂的地质条件让我国储气库建设面临一系列严峻挑战。“国外储气库经过百余年的发展，类型多样、体系完备，为国内提供了宝贵的借鉴经验。”郑得文说，但国外以浅层简单构造、中高渗储层为主的储气库建设与运行技术，难以解决中国复杂深层储气库建库的关键难题。

由中国石油勘探开发研究院马新华教授领衔的团队，向这一难题发起攻关。面对中国复杂断块、中低渗近枯竭气藏建库的世界级难题，经过近30年科技攻关，该团队形成了四大特色建库配套综合技术。一是创新形成了复杂断块气藏储气库动态密封、高速注采渗流等建库关键理论与方法，创造了埋藏最深、运行压力最高、井底压差最大等建库世界纪录。二是枯竭气藏储气库超低压地层钻井堵漏、交变载荷防裂隙固井、交变工况注采管柱设计等技术基本成熟，支撑了国内气藏储气库的大规模建设。三是研制高压大排量往复式注气压缩机，打破进口垄断。四是建立全生命周期的安全管控体系，研制井下泄漏检测、注采管柱氮气密封检测等安全检测装备，性能达到国外同类产品水平。

在此过程中形成的一批技术、装备、产品与软件，支撑建成了中国石油24座储气库。

郑得文介绍，“十四五”期间，我国确定了加快地下储库建设的总体规划，根据需求中石油新建储气库调峰能力逾百亿方，也就是说，要用5年时间完成前20年新建调峰能力总和，责任重大，任务艰巨。

中国石油地下储气库技术攻关向新的建库需求与“卡脖子”技术开展新一轮攻关，针对一系列科学、技术、工程等问题，设置了“复杂储气库地质密封性评价与库容高效利用技术研究”等6项共性研究课题和“复杂断块高质量储气建设”等5项示范工程，戮力实现储气库建设技术攻关新突破。

中国石油地下储气库技术攻关团队牵头申报“国家能源地下储气库研发中心”的工作也正在紧锣密鼓地进行。

据介绍，国家能源地下储气库研发中心批准成立后，将着力打造我国储气库原创技术研发策源地，在保障国内天然气安全平稳供应、以科技支撑快速推进公司储气能力建设、解决公司复杂储气库重大生产难题以及实现资源整合提升科技创新能力等方面，发挥积极的推动作用。“并将为实现国家‘2025年全国集约储气能力达550—600亿方，2030年达到600—700亿方，2035年达到700—800亿方’的目标作出重要贡献。”郑得文说。

(科技日报 记者 操秀英) 

◆ 南疆利民管网互联互通重点工程投运

为当地经济发展和民生改善再添动能

中国石油网3月17日消息(记者苏华 通讯员廖春保)“阿克苏末站管道联络线工程的成功投运,为阿克苏市增加了供气源,大大提升了南疆利民管网的保供能力。”3月15日,塔西南公司南疆利民油气运行中心阿克苏管理站主任吴建伟说。作为南疆利民管网又一标志性工程——阿克苏末站管道联络线工程投运后,已彻底打通塔里木油田主力气区与和田、喀什、阿克苏及克孜勒苏等地用气的通道,为提高西气东输和南疆天然气供需灵活调配再添保障。

阿克苏末站管道联络线工程是南疆利民管网互联互通重点工程。工程主要针对阿克苏末站实施工艺改造,新建400米联络管线、2座调压设施、4路计量橇及相关仪表电气配套设施等,为今后南疆用气高峰期天然气的供需灵活调配增添了新动能。

该工程投产后,将阿克莫木气田的天然气通过增压输送至阿克苏市和阿拉尔市,充分释放阿克莫木气田的产能。同时,将博孜、大北的富余天然气输送至西气东输管网,为塔里木油田天然气的增储上产畅通后路,建立了保障西气东输天然气资源安全稳定供应的长效机制。

阿克苏末站管道联络线工程与南疆利民管网增压输送工程配套实施,相继建设喀什压气站、三岔压气站和阿克苏末站管道联络线,形成互为补充的多气源供气格局,大大提升了南疆利民管网的保供能力,有效解决南疆天然气供需不平衡问题,满足南疆四地州民生用气需求,对助推南疆各地县域经济建设具有重大而深远的意义。 

◆ 辽河储气库群圆满完成本轮采气任务

采气量再创新高 日调峰增量居全国首位

中国石油网3月14日消息(记者罗前彬 通讯员葛勇 谢桂森)3月13日,辽河储气库群圆满完成本轮天然气保供任务,进入注气前检修准备阶段。本轮采气周期,辽河储气库群周期采气量达22.2亿立方米,较上一个采气周期增加近20%,再创历史新高,日调峰增量位居全国首位。

辽河储气库群是东北和京津冀地区最大的储气库。本轮保供适逢全国两会和北京冬奥会、冬残奥会召开,辽河储气库群火力全开,全面履行天然气保供使命。保供期间,辽河油田成立天然气保供领导小组,制定了一套常规情况下、两套极限情况下的采气方案。本轮采气周期共有36口井参与保供,为历年之最。

冬供期间,辽河储气库公司强化生产运行管控,对每口井实施精细配产、科学采气,实现了整个采气周期的安全平稳运行。

今年，辽河储气库群调峰能力还将持续提升。3月初以来，双台子储气库群地面管线建设、新注采井和大尺寸井建设等工作正在紧锣密鼓进行中，国内首台国产大功率离心式压缩机组正在调试。

◆ 大港油田储气库群：全方位优化运行 去冬今春采气近20亿方

中国石油网3月14日消息（记者刘英 通讯员翟会娟）3月5日14时50分，大张坨储气库库2井生产阀门关闭，大港油田储气库群采气周期正式结束。这个储气库群去冬今春累计采气19.42亿立方米，圆满完成调峰供气任务。

自去年11月8日采气生产以来，大港油田储气库群83口采气井齐发力，日采气量峰值达2654万立方米。在本轮冬供中，连续40天保持日采气量2000万立方米以上高位运行。

作为北京及周边地区工作气量最大、见效最快的区域性调控气源，大港油田储气库群提前研判形势，谋划部署，多措并举保障天然气安全平稳供应。储气库群全方位组织开展专项排查，及时更新完善冬季保供生产运行方案和数据信息108项，优化气井配产和动态监测方案，稳步推进调峰气量安全平稳提升，调度指令完成率达100%，圆满完成“保民生、保冬奥”任务。

为保障天然气迎峰度冬、最大限度惠及民生用气，大港油田储气库群提前组织开展注气系统检维修工作，利用冬季窗口期做好压缩机组维护保养工作，确保安全平稳注气；加强注采井动态分析，制定科学安全的注气运行方案，采取“分阶段调配、分区域控制”的精细注气对策，实现高效注气。

◆ 管道局：阿布扎比原油储罐维护项目T1517罐试压成功

新闻中心消息，3月15日从管道局国际事业部获悉，管道局承建的阿布扎比原油储罐维护项目15万立方米原油储罐（T1517）水压实验一次成功，T1517储罐主体维修工作完成。

受阿联酋疫情影响，项目施工进度受到了一定制约。为按期保质保量完成关键任务节点，项目部多次召开专题会议，合理调配试压资源，细化施工工序，提前启动上水作业以便有效规避疫情影响。同时，项目部主动与业主商讨优化试压后的清洗方案，对每道重要工序都进行了桌面演练和模拟，确保上水试压工作一次成功。

项目部合理调配打压泵、上水管线、空压机等资源，严格按照业主（ADNOC）标准规范对上水速率、上水高度（17米）稳压时间、储罐标定、水质化验、排水效率和盲板拆除等重点工序进行严格自检和核对，确保各个作业环节严格按照业主（ADNOC）规定的时间节点顺利完成。在进行上水试压的同时，项目部抓住关键窗口期，借助内浮盘及时完成了罐壁内防腐任务，缩短储罐的防腐工期，降低施工安全风险。

经过项目团队的精心筹划和高效实施，罐体试压和内防腐工作在规定期限内顺利完成，并一次通过了业主验收。（于长亮 张文军）

◆ 管道设计院中标三新伊天然气管道勘察设计采购项目

新闻中心消息 3月4日，管道设计院中标三门峡—新安—伊川天然气管道工程勘察设计采购项目（第二标段）。

该项目起自英豪阀室至伊川末站，全长144.6公里，同时包括豫西LNG储气库连接线18.5公里，合计163.1公里，是河南地区2022年度首个千万级重大项目，业主是河南省天然气管网有限公司。

市场开发部接到项目投标信息后，第一时间组织技术人员成立投标团队，标书编制时间恰逢春节假期。投标人员紧密配合，按期完成标书汇总、院内专家评审及报价审查，最终高质量完成标书编制。凭借丰富的经验及专业知识，管道设计院得到了业主和专家的肯定，最终一举中标。

该项目的中标，有助于推动管道设计院在河南市场展示技术实力，为开拓河南市场，打响地方品牌奠定了基础。（杜飞）

◆ 管道局：广西支干线湘江大开挖穿越工程主体焊接完工

新闻中心消息 3月18日从管道一公司广西支干线湘江大开挖穿越现场传来喜讯，12日23时55分，随着东、西两岸预制管线在江心顺利对接，该工程主体焊接完工。

湘江穿越水平长度372米，属大型河流穿越工程，具有岩石开挖量大、硬度高、卵石透水率大、工期短等特点，是全线重点控制性工程之一。湘江西岸管线下沟后，一公司广西支干线项目部迅速把工作重点转移至湘江东岸，施工人员放弃春节休假坚守岗位，开足马力进行坝体围堰和管沟、作业平台开挖工作。

在东岸管沟开挖过程中遇到大量石方，部分石方单轴抗压强度大于90兆帕，普通液压式破碎锤无法击碎，必须对石方体进行爆破。爆破点距离G72泉南高速湘江大桥只有175米，为确保公路桥梁安全，根据各方专家评审意见，采用了216千克2号乳化炸药对石方进行2次控制性定向爆破，爆破量1300多立方米，大大加快了管沟开挖速度，于3月10日达到预制管下沟条件。

东岸穿越预制管线全长195米，包括21度、27度弯头各1个，穿越管线整体为“S”形，管线下沟作业具有长度长、坡度陡、落差大等特点。下沟前，土方机组在管沟底和管沟壁铺设了1200多个沙袋，用橡胶板对预制管进行包裹，确保防腐层完好无损。项目部调集2台吊管机和13台挖掘机协同作战，经过2个多小时吊装，3月11日15时许，预制管线安全顺利下沟。

为保障金口连头质量受控，14台水泵开足马力对焊接区进行抽水，负责金口连头的CPP111机组派出精兵强将，项目领导班子全程现场督战，从管口切割、坡口打磨到组对焊接层层把关，经过一夜奋战，该道金口PAUT、RT双检一次焊接合格。

◆ 天然气销售公司全线发力保障春耕农资生产用气

3月15日，天然气销售分公司所属云南安宁禄脰门站巡检员正在对调压设备进行

现场检查，保障云南省内最大民营化肥企业——祥丰集团安全稳定供气，为繁忙的春耕农作助力。

随着气温回升、大地回暖，全国范围内，各地春耕备耕全面开展。天然气销售分公司及所属企业提前部署、多措并举，全力保障春耕农资生产用气，把“及时肥”送到田间地头，用贴心服务保障化肥生产企业安全稳定运行。截至3月15日，天然气销售分公司在2021年-2022年冬供季期间累计向全国化肥行业供应天然气26.33亿方，同比增幅29.7%。

为保证东北地区春耕生产，黑龙江分公司提前与大庆石化公司沟通，超前谋划安全，积极筹措资源，努力保障大庆石化公司尿素生产，助力东北三省农业生产。面对去冬今春极寒天气和省内天然气供应紧张形势，黑龙江分公司积极协调大庆油田全力增加天然气产能，扩大天然气供应能力，同时优化资源配置，在保障冬季民生用气基础上，努力保障大庆石化公司化肥生产，首次实现了大庆石化公司尿素装置冬季运行。自2021年11月1日以来，黑龙江分公司共向大庆石化分公司化肥厂供气2.13亿方，同比增幅24.6%，化肥厂生产尿素15.2万吨，同比增加11.7万吨，为保障国家粮食安全做出了积极贡献。

随着化肥等农用物资需求量攀升，新疆分公司所属昌吉公司承担着为中国化肥龙头企业——新疆心连心能源化工有限公司供应天然气的任务，保障生产的尿素、滴灌肥、合成氨等化肥产品用于春耕农作。昌吉公司提前谋划制定春耕保供方案，把“保化肥企业用气”列入保供气计划，建立联动保供机制，开足马力，全面发力保供春耕。昌吉公司设立冬季保供领导小组办公室，在心连心化肥厂所在的玛纳斯片区设立保供监督小组，跟踪了解保供状况、预测预警、协调解决保供中产生的各类问题。制定天然气保供资源应急调配预案，与昌吉州政府及冬季保供主管部门、各用户建立定期会晤机制，强化协作能力，实施上下联动。目前，心连心化肥厂日均用气量11.5万方，供气及生产运行平稳有序。2021年11月1日至今，新疆昌吉公司累计为新疆心连心能源化工有限公司供气1228万方。

祥丰集团名列中国化肥企业100强，化肥产品销往国内23个省市地区，是保障国内春耕物资的主力军。随着祥丰集团用气量节节攀升，为了祥丰集团化肥产业链全线发力，云南分公司在去冬今春天然气保供中，按照国家发改委与地方政府的工作要求，多次到祥丰集团实地调研了解用气需求，积极协调上下游确保资源供应及管道运行安全。在2021年12月份，疫情防控的关键时期，云南分公司对天然气保供工作升级管理，建立“一户一群”，指派专人常态化对接日指定气量，准确保障日计划量按时上报；加强巡检力度和频次，由一月一巡调整为一周一巡，把祥丰集团燃气资产纳入巡检范围，对发现的问题监督并协助用户及时整改，保障设备运行安全。截止3月10日，云南分公司在2021年-2022年冬供季累计向祥丰集团化肥产业链供气1.46亿方，为云南省牢牢守住国家粮食安全底线贡献石油力量。

川渝分公司承担着四川、重庆地区17家化肥企业的供气任务，用气规模约1000万方/日。去年入冬前，川渝分公司分析研判天然气市场形势，提前与川渝省市政府、发改委等部门沟通协调，制定冬季保供方案及2022年产运储销工作安排。加强与化肥企业

的沟通联动，提前摸底用气需求，推动春节前化肥客户全部复产用气，调整优化价格机制，持续保障化肥企业高负荷生产。2021年11月至2022年2月累计供应天然气9.6亿方，同比增幅20.9%。

青海分公司主要承担着青海省内云天化化肥公司、盐湖工业公司、格尔木藏格钾肥公司的天然气供应保障任务。为了保障化肥企业生产农资用气助力春耕，青海分公司在保障民生用气需求的基础上，在冬季尽量满足化肥企业用气，在夏季按满负荷生产供气。目前，云天化化肥公司、盐湖工业公司、格尔木藏格钾肥公司满负荷生产运行，供气量约160万方/日。（周琰）

◆ 中国石化——天然气分公司38项重点措施高质量开展主题行动

中国石化新闻3月14日网讯，3月9日，天然气分公司召开“牢记嘱托、再立新功、再创佳绩，喜迎二十大”主题行动启动会，细致解读集团公司及天然气分公司行动方案，重点制定7方面、38项具体措施，引导广大干部员工在天然气高质量跨越式发展新征程上再立新功、再创佳绩。

会议要求，要提高政治站位，增强主动性责任感。充分认识主题行动的政治性、实践性、思想性，以高度的责任感、使命感和紧迫感，扎实推进工作。要抓住经营重点，提升整体效能。以行动方案任务清单为工作重点，锚定年度经营目标不动摇，特别是在保障供应、优化市场、经营创效上精准发力、作出成绩。要坚持稳中求进，防范化解各类风险。保持战略定力，坚持底线思维，增强前瞻意识，加强预研预判，全力防范经营风险、安全风险、投资风险、廉洁稳定保密舆情等风险。要树立长远眼光，全力推进转型发展。加快资源外输工程进度，完成天津LNG二期五、六号储罐、青岛LNG三期气化外输设施以及山东南干线、东干线青岛LNG—汤头段、中原储气库群东部气源管道等项目投产，开展科技攻关和管理创新，加快智能化提升和数字化转型，决战决胜深化改革三年行动，深入推进对标提升行动。要加强党的领导，激发全员工作热情。贯彻“两个一以贯之”，落实“四同步”“四对接”，健全完善“我为群众办实事”长效机制，定期检查督导行动开展情况，建立有效运行机制，发挥基层党组织战斗堡垒作用、党员先锋模范作用。

天然气分公司党委将坚决贯彻集团公司党组的决策部署，以主题行动统筹全年各方面工作，锚定“再立新功、再创佳绩”总目标，推动高质量完成全年目标任务，以优异成绩迎接党的二十大胜利召开。（李广泽 王卓然）

◆ 天津LNG接收站开展“锁定生态站场 助力‘双碳’目标”植树节活动

中国石化新闻3月14日网讯，3月10日，天然气分公司天津LNG接收站积极响应号召，开展“锁定生态站场，助力‘双碳’目标”植树节活动，80人共种植柳树类、月季类和果树类480余棵。通过“守岛人”的双手，同心齐力改变工作环境，留住绿色生态的美、体现洁净能源的美，助力生态站场建设，进一步夯实了天津LNG接收站绿色企业创建根基。

天然气分公司天津LNG接收站，自2012年开工建设至今，基本上在盐碱地上建成了花园式站场。追求卓越，以低碳、环保、节能、循环、生态为着力点，落实绿色企业创建三年行动计划纲要；勇于创新，立足国内小微湿地新理念，建成接收站内小微湿地示范

区，实现了站内污水零排放；敢于探索，立足循环经济理念，按照“永临结合、多功能开发利用”原则，实现了一期临建的“减量化、再利用、资源化”；大胆尝试，以改善非生物环境、绿化美化、丰富生物多样性为主题，创建了绿色生态示范站场，达到了春花秋果、鸟鸣蛙叫的生动局面，成为公众开放、线上直播的焦点，引起业内共鸣，打响了企业名片。（刘文婷 王军 王卓然）

◆ 延长石油——燃气集团圆满完成去冬今春天然气保供任务

3月15日，我省关中和陕南地区供暖结束，各地市用气需求逐步回落，冬季保供工作圆满收尾。2021年11月以来，面对关中区域提前供暖、新冠疫情两度袭扰、降温幅度高于预期、低温时段延迟等多重不利因素，燃气集团严格落实中省及延长石油集团天然气保供、工业稳增长的部署要求，始终把保障民生用气保供作为企业生存发展的首要任务，提前谋划、多措并举，全面做好天然气供储运销各项工作，圆满完成冬季民生保供“大考”，并为首季“开门红”打好基础，有力彰显了国有企业的使命担当。

冬季保供责任压得紧、压得实。采暖季来临前，燃气集团第一时间成立冬季保供领导小组，及时召开冬季保供专题会议，传达落实国家发改委、省发改委及延长石油集团保供会议要求，提前谋划制定保供方案及各类应急预案，建立实施“日调度、周平衡、月计划”机制，全力做好冬季保供备战。各级领导带头深入一线检查督导冬季保供和安全生产，党员突击队、维修队身先士卒冲锋在前，省天然气公司、液化天然气公司等生产一线员工根据疫情防控需要，放弃换班休假，服从部署，实施就地封闭管理，40余天全天候保持在岗值班，用心用力做好冬季保供各项工作。

上中下游协同联动紧、效率高。所属省天然气公司加强与上游天然气生产供应单位和下游终端用户的协同对接，持续优化管网调度运行能力，全力保障资源供应、管网输配、终端消费各环节衔接顺畅，确保天然气供应安全平稳。2021年在省发改委的协调帮助下及中石油、延长石油集团的大力支持下，全年落实保供资源量71.8亿方，同比增长25%，民生保供的底气足。采暖季期间长输管网向全省累计供气达37亿方，日最高供气量超过3800万方，全省民生用气得到较好保障，各类用户天然气供应平稳。

设施能力建设抢工期、重实效。所属省天然气公司先后完成汉中至南郑燃气管道、安塞LNG至靖西线联络线、临富线交道阀室至富县压气站联络线等项目，资源接收能力和管网输配效率进一步提高，长输管道接收延长石油内部资源能力达1370万方，拓宽了保障民生增供资源输送通道。所属液化天然气公司提前完成6600万方自有LNG资源储备，所属各城燃企业严格落实5%调峰储气责任要求，落实调峰资源储备量超过5000万方，添足了保供“底气”。所属各企业及时完成管网设施维检修作业和生产设施风险隐患整改，有序推进城镇燃气安全隐患排查整治，各类生产设施设备运行安全平稳，为资源保障能力提升奠定坚实基础。

应急保障准备足、靠得住。密切关注天气气象预测预警，加强运行监测和预测研判，及时启动极端天气保供应急预案，通过协调上游气源紧急增供、及时启用LNG应急储备调峰资源、合理释放管网管存等措施，全力保障极端天气下民生用气稳定供应。采暖季期间，延长石油、中石油向长输管网供气总量和日最高供气量均创历史新高，LNG累计调峰供气超过7800万方，长输管网精准调控运行工艺，灵活续充及释放管存，有效应对了采

暖季期间的5轮降温天气。保供服务勇担当、不掉线。采暖季期间，新冠疫情两度袭扰，燃气集团党员职工把“为民服务办实事”作为党史学习教育成效的直接检验，城燃企业迅速展开了各项线上、线下燃气自检知识宣传、网上业务办理申请、1公里生活圈等业务，加大供暖设施运维力度，立足24小时客户服务职能，在解答用户用气咨询等业务之余也主动提醒用户加强日常自检，全力保障民生及疫情防控相关企业用气需求，确保特殊时期天然气供应不断供、服务不掉线。所属交通能源公司多方调集液源及运输车辆，确保高速公路LNG供应不断供、不打烊。100余名燃气志愿者积极响应组织号召，踊跃报名下沉社区，自愿投入西安疫情防控，为打通抗击疫情服务社区“最后一米”贡献自己的力量。

◆ 燃气集团向杨凌示范区管委会捐赠100万元防疫物资

近期，我省疫情防控形势复杂严峻，牵动着所有人的心。为进一步深化企地合作、筑牢疫情防控防线，集团公司向杨凌示范区管委会捐赠价值100万元防疫物资，以实际行动助力疫情防控阻击战。3月17日，防疫物资捐赠仪式在杨凌示范区管委会举行。党委副书记张卫冰代表集团公司参加捐赠仪式，杨凌示范区党工委委员、管委会副主任董立民出席仪式并表示感谢。省天然气公司党委书记、董事长刘宏波，示范区管委会秘书长刘仲山、副秘书长杨天锋，示范区慈善协会会长刘怀省、副会长张建斌，示范区残联主席张新国等出席捐赠仪式。

捐赠仪式结束后，张卫冰一行来到省天然气公司杨凌分公司和液化天然气公司，看望慰问疫情期间驻守办公的干部职工，送去防疫物资，详细询问了解安全生产、天然气销售、职工值班生活、疫情防控等情况。张卫冰强调，各单位要进一步提高站位，坚决克服麻痹思想，始终牢记“疫情就是命令，防控就是责任，岗位就是阵地”，不折不扣落实集团公司关于疫情防控的各项部署，抓实抓细防控措施；要统筹抓好疫情防控和生产经营各项工作，加强安全值守，确保企业安全平稳和天然气稳定供应，切实为打赢疫情防控阻击战和稳增长作出贡献。

集团公司相关部门负责同志参加了上述活动。

◆ 管道公司：一项填补国内空白的检测技术诞生记

2021年底，经过28个月的艰苦攻关，延长石油管道运输公司站内管道及储罐底板缺陷检测技术取得新突破，实现部分管道和储罐非开挖、非介入式检测，填补了国内该领域的技术“空白”，成为2021年中国石油和化工行业设备管理与技术创新成果7个技术类特等奖之一，并由此跻身集团荣誉类特殊贡献奖。

它究竟是怎样一项技术成果，又是怎样破茧而出的？走近它，方能揭开谜底。

特等奖 是意外吗？

去年6月，管道公司站内管道及储罐底板缺陷检测技术项目技术负责人、物资装备部的陈松接到通知，公司荣获中国设备管理协会“2021年石油和化工行业设备管理与技术创新成果技术类”特等奖。

放下电话，回想起项目从构思设计到修成正果，800余天的鏖战终于获得认可，陈松心情有些激动：“特等奖，真的不是意外。”

多年来，国内油气储运行业在储罐底板的缺陷检测中，一直采用清罐检测修复的方式，逐渐暴露出施工周期长、成本高、因清罐影响储罐运行和经营效益等一系列问题。

而站内管道及储罐底板缺陷检测技术正好可以解决这些问题。它采用超声导波检测技术，实现“对接焊工艺”的储罐底板在罐体外部进行缺陷检测，检测数据传送至自主研发的数据平台中，罐底板的腐蚀情况便一目了然。

值得一提的是，该平台不仅可以获取检测数据，还能展示缺陷的类型，形成缺陷列表、缺陷分布图、缺陷的3D模型以及缺陷的对比等，相当于建立了一个缺陷“数据库”，让每处缺陷都拥有了自己独一无二的“身份信息”。

在2020年5月洛川输油站1号储油罐的检测中，数据平台可以直观地看到，3-11号底板上处于横轴500mm、纵轴5400mm处的一个腐蚀坑，其最大腐蚀深度已达到84%，输油站由此作出立即修复的决策。

“通俗地讲，它就像为站内管道及储罐底板做‘B超’，是一种实用性好、重复性高、且无辐射损伤的检测手段。”管道公司物资装备部经理王炯介绍道。

这项技术不仅为缺陷修复提供了决策依据，其最大优势还在于，海量的存储数据可为被检测主体找到腐蚀规律，从而诊断出其真正的“病因”。

非介入 能实现吗？

自站内管道及储罐底板缺陷检测技术立项之初，管道公司就锚定了一个目标：非介入，这在国内尚属“空白”。

那么，为什么要“死磕”这项技术呢？

原来在该公司2300多公里的管道网络中，3000-50000立方米的储油罐就有86具。随着十余年的运行，一些储罐因腐蚀相继出现腐蚀坑、裂纹、焊缝问题等缺陷，不检测修复就可能发生穿孔，造成油品泄漏事故。

然而，传统的检测方式确实令人头疼。按照惯例，对于使用五六年以上的原油储罐，企业会依据经验，对其排空退油、清罐，经充分通风并检测浓度在合适范围内才能开展缺陷检测，仅这一轮前期工作就得耗时一两个月。

“采用一种更先进、更易操作的技术手段解决问题，我们考虑，非介入是最好的选择。”该项目负责人陈松说。

可“非介入”能实现吗？这是摆在他们面前的问题。

2018年9月，该公司成立了6人技术攻关组，在经实地调研、查阅资料、对检测方式的原理方法及应用效果等全面分析后，决定对这个项目一探究竟。

抱着“试试就能行、争争就能赢”的态度，公司走进清华大学，与高校合作搭建实验室，探索“非介入”的多种可能性，尝试使用漏磁、渗透、超声导波、射线等多种方法。

项目合作方徐海滨博士深度参与其中：“一开始，我们考虑采用漏磁的方式，可经过实验，漏磁检测无法达到线性传播，满足不了现有储罐缺陷检测中对距离的要求。”于是，在综合考虑检测距离、检测精度等多重因素后，攻关组一致看好“超声导波”检测技术。

超声导波检测是一种利用不同频率声波的发射和接收，对声波的衰减、反射等信号经放大、调节、处理，从而实现金属构件的缺陷检测。从工作原理和工作方式上，可以实现非开挖、非介入的目标，让站内管道和储罐底板检测从此“提速”。

2020年5月，在天赐湾输油站，研发设备首次投入使用，仅半天时间就完成了一具5000立方米储罐的检测，收集到储罐底板的初步数据，相对于清罐检测大大提高了时效性。

首战告捷，大大鼓舞了团队的士气，管道公司对于走自主研发解决实际问题这条路也越走越有信心。

小插曲 该放弃吗？

回顾两年前，从走进实验室的第一天起，项目攻关组就做足了心理建设：技术创新不是纸上谈兵，科研之路不会一马平川。

在储罐检测手段的选择中，因国内外相关技术不成熟，技术的突破和研究缺乏指导，项目攻关组就综合考虑超声波、激光液位仪、伺服式液位测量仪表等检测技术的优缺点，最终决定以超声导波相控阵原理技术为核心，学习并优化现有检测系统优缺点，最终完成系统制作。

系统硬件芯片则因型号众多，让团队一开始无从下手，仅ARM嵌入式处理器就有ARM9、Arm9E、ARM10E等多个系列，是否匹配企业的需求要经过多轮反复测试。

好在没人想过放弃。2019年年底至2020年的大半年间，团队就芯片选型的测试实验做过6轮共18次，最终选用了合适的处理器，从处理能力、数据接口、系统控制上均满足了技术需求。

“时不时来个‘翻车小插曲’也很正常，毕竟要做国内首例，只能不断去尝试和挑战，大不了就是推翻重来。”陈松讲到，去年3月，在甘泉输油站一具10000立方米储罐检测中，因设计考虑不周，罐底基座宽度小于检测探头的宽度，导致检测中信号减弱，

影响传输距离，无法达到精准检测的需求。攻关组又联系实验室，结合罐体特征及施工情况，将原探头重新修订尺寸并重新布线。

正是在这一次次不放弃中，站内管道及储罐底板检测技术实现了突破性创新——3D可视化展示。其“闪光点”在于，遇到储罐尺寸有误时，智能算法会在校准后自动补充缺少的尺寸数据，编写三维可视模型软件，缺陷数据的展示以三维效果呈现出来更直观，更立体，更清晰。

专利权 是终点吗？

2021年3月，站内管道及储罐底板检测技术专利申请得到国家专利局受理，企业的创新能力和核心竞争能力再次得到印证。

但对于创新的追求，攻关团队并没有止步。

“目前的成果可以满足检测要求，但是在定性分析和定量呈现上还可以做得更好。”团队对于项目的成长依然十分期待。

未来，他们还将逐步对公司的各类储罐实施检测，将传统方式与超声导波检测进行对比，通过积累数据，不断改进设备和升级平台，让每一次检测更加精确、更具决策意义。

与此同时，面对检测技术的不断升级，也暴露出了企业人员无损检测知识的匮乏，加强培训也是团队考虑的方向。通过对知识原理、信号规律、操作方法、数据分析等的学习，让各类技术人员得到更快成长，科技创新成果才能真正转化为生产力，真正服务于生产运行。

■ 炼油化工

◆ 上海石化常压储罐内浮顶改造完成

中国石化新闻3月14日网讯，近日，上海石化烯烃部2号烯烃裂解汽油一常压储罐内浮顶改造完成，并投入使用。改造后的储罐静止状态VOCs检测值为50ppm，相较于未改造的VOCs检测值下降了75%。

据介绍，该公司2号烯烃有3台裂解汽油罐，其内浮盘为浮筒式，浮盘表面蒙皮搭接部分密封年久失效，浮盘底部散露面积较大，挥发损耗较大。因此，需要对内浮盘和密封进行改造，从源头达到减排目的。

为了确保项目改造进度，有效提升绿色生产水平。该装置成立了由工艺、设备、安

环专业人员组成的攻关小组，不断完善优化改造施工方案，对施工过程中可能出现的问题提前预判，强化HSE管理体系要求，合理安排检修进度，保质保量地完成了检修改造。

据悉，该储罐是该公司首台成功改造的常压储罐，此次成功，为接下来的同类型储罐改造奠定了基础，对VOCs治理具有重要意义。（沈冬伟 罗启文）

◆ 茂名石化浆态床渣油加氢装置迎来首次大修

中国石化新闻3月18日网讯，近日，经过9昼夜置换降温、系统退油等步骤，茂名石化浆态床渣油加氢装置实现安全平稳停车，迎来首次全面大修。此次检修主要包括浆态床渣油加氢装置机封冲洗油改造、柱塞阀填料更换、新增富胺液撇油线等，计划时间约90天。

为实现安全环保检修，茂名石化提前安排、科学统筹，精心编写停工方案，成立11个专业小组，全面推进装置检修各项工作。他们细化每日工作清单，将责任落实到人，并通过安全喊话、强化风险识别、严抓施工交底程序、常态化现场监督检查等措施，确保现场施工作业安全。同时，管理人员还创新制定了“一率一道三到”黄色标识卡，时刻提醒大修监护人员牢记各个时间段的检查监护任务，并实施监护人积分制，进一步压实安全监管职责。（刘丽婷）

◆ 天津石化把握时机特储煤降本增效显著

中国石化新闻3月15日网讯，截至2月底，天津石化物资采购中心采购的5万吨特储煤，在经历波折后全部运回。不仅较保障期终止时间提前完成，更是打通了煤炭运输铁路和海运线，以及港口储煤供应链，为天津石化煤炭保供打下坚实基础。

受国际能源短缺和过去几年国内煤炭行业去产能政策影响，煤炭价格更是一路飙升。在保供应与保效益双重压力下，该中心煤炭采购室在接到总部下发的5万吨煤炭特储计划后，认真分析历年冬季煤炭市场走势和国家发布的煤炭保供价格最新政策，同时积极走访大矿，了解市场前沿资讯。

2021年12月中旬，煤炭价格出现松动，短时间内5000大卡煤炭价格已下跌到千元以内。他们判断此时已处于阶段性底部区间，于是果断出手锁定资源。锁定资源价格只是安全经济保供的第一步，所谓“落袋为安”还需要把锁定的资源安全稳妥地运回来。

经过多方努力，货船于1月28日3时停靠秦皇岛港开始装船。1月29日11点30分装船完毕启航。1月30日13点驶入天津港，16点45分靠岸，并立即进入卸船状态。2月1日是大年初一，深夜11点，随着汽笛一声长鸣，卸载完5万吨煤炭的货轮缓缓起锚顺利离港。精准的无缝对接，避免了至少6天滞期，为天津石化节省船舶滞期费45万元。

◆ 扬子石化首船液化气顺利水路出厂

3月13日，靠泊在扬子石化12号码头的苏瑞189号油船，完成2000多吨的液化气装船作业，安全驶离。这是扬子石化今年组织的首船液化气外销，为相关装置的停车大检修解除了退料胀库的后顾之忧。

扬子石化公司生产的液化气主要用作原料供下游装置生产，多余部分储存在液体成品球罐区内，通过管道输送至白江液化气公司。由于扬子石化计划在3月15日开展5年一周期的大修，生产装置陆续停车，自产的液化气无法被相关装置消化，加之白江液化气公司也在进行大修，原来的液化气“出路”全被关闭。

该公司为快速缓解胀库压力，为装置大修扫除障碍，紧急协调联系了外购单位，计划在3月13日和16日安排两船液化气水路出厂。

液体成品和液体码头两个作业区接到任务后，在生产技术部门的指导下，密切协作，调整流程，测试设备，编写操作法下发至岗位，对作业人员进行培训。由于近期江苏内疫情防控形势严峻，码头作业区严格执行港口涉外船舶防疫作业规定，采取船岸双方人员不接触、所有手续由专人代理等措施，确保了装船作业的人物两安。（李维）

◆ 扬子石化流量计量检定系统完成智能化升级改造

3月11日，经过扬子石化技术部专家现场实际操作验收，该公司流量计量检定系统性能指标达到国家流量检定规范要求，流量计量检定系统升级改造顺利完成，系统在有效提升检定效率的同时，实现硬件通用和软件开放应用，为流量计检定迈向智能化数字化奠定了基础。

此次升级包括对计量检定站6套容积法液体流量标准装置的现有检定系统改造，新系统采用工业级PLC控制系统，计量检定监控管理软件以先进的工业组态软件亚控KINGVIEW为基础进行研发，具有自动化程度高、性能稳定、故障率低、使用寿命长、易维护、易操作等特点，其数据参数全部汇入系统，可实现即时检定功能。同时具有开放性接口，可以实现自行组态升级，操作界面模拟现场流程画面，友好直观，操作简单，维护方便。

该系统除了具备全类型流量计的检定功能外，还具备对流量装置的标准表、换向器及流量稳定性的检定功能，方便用户自己开展对装置的检定和校验工作。此外，6套计量检定系统的流量计检定数据通过OPC服务器远传至扬子石化公司计量管理信息系统，实现全公司流量计检定数据远程传输、管理和检定证书打印。

为了确保升级改造顺利完成，扬子石化电仪中心和密切协调配合，先期对6套装置的功能原理、工艺流程、网络结构、I/O测控信号、数据处理、数据存储、数据报表、人机界面相关资料信息进行了整理分析，结合改造要求，按照通用性、先进性、可靠性和智能化进行了优化，先后完成了机柜安装、系统组态、检定测试等工作，各项指标满足设计要求。（陶炎 周勃）

◆ 扬子石化践行绿色停车回收PTA物料150吨

“我们的目标是不排出一吨物料，人孔打开后不用进罐清料。”在今年的大修准备会上，扬子石化化工厂厂长王云亮反复强调绿色停车要求。

为了达成这一目标，3月15日，该厂PTA联合装置进入全面退料倒空阶段后，通过增加水洗时间、优化退料流程、提高碱洗效果等措施多管齐下，回收PTA物料约150吨，成效显著。在流程上，他们采用“水洗+碱洗+水洗”的工艺路线，一开始用脱盐水把残留

的物料冲洗干净，如反应器、结晶器等容器，还反复进行“高低液位”浸泡冲洗，以减少罐壁余料。

“水洗完后，我们还要系统进碱，溶解松动一些结垢、结块的物料。”许荣继续说，“罐底和接头处的一些陈年老料，一直是我们退料的大难题，如果不清理干净，作业人员要进去清理好几天，费时费力，所以这次我们碱洗上也下了功夫。”

他们一方面采用低温式碱洗，保护设备减少可能存在的腐蚀；另一方面打通循环碱洗流程，让碱液在系统内部不断循环，提高碱洗效率。最后再进行水洗，清洗退料流程，确保交出检修安全。整个过程，该装置贯彻绿色停车理念，最大限度利用流程优势、将脱盐水、碱液等溶剂充分利用，做到“头进尾出、反复循环、不留死角”，避免了此前多次进水放水的现象。他们还列出470条管线清洗清单，并逐条进行倒空回收，实现了退料质量和安全环保的双赢效果。（杨晨）

◆ 长岭炼化稳步推进至长沙航煤管输项目建设

中国石化新闻3月18日网讯，长岭炼化稳步推进长岭—长沙黄花国际机场航煤管道项目建设。截至3月8日，项目管道焊接已完成110余千米，整体进度有序受控。

项目设置长岭首站1座工艺站场和10座线路截断阀室，北起长岭炼化，南至长沙国机机场油库，途经岳阳、平江、汨罗等7县市区，全长215千米，对长岭炼化灵活应对市场变化，保证市场航煤稳定供应，促进地方产业和经济建设发展具有较大的作用。项目于2021年11月初开工建设。

为了确保项目高效建设，长岭炼化项目规划、设备工程等部门明确各项工作完成时间节点，实行环节销项制度，严格项目实施策划和过程管控，提高项目建设进度和质量。储运部科学做好航煤管道操作规程及试运行方案及人员培训计划编制，助力项目建成投油运行一次成功。（张勇 彭淑）

◆ 长岭炼化多举措降低蒸汽消耗

中国石化新闻3月17日网讯，今年以来，长岭炼化结合年度成本管控重点工作，积极开展技术攻关和精细管理活动，多举措降低蒸汽消耗。截至目前，通过系列措施的实施，该公司1号催化等关键装置每月累计降低蒸汽消耗6000吨以上，成效显著。

在技术攻关方面，技术团队通过综合分析，按照“能降则降、能替则替”的实施原则，在保证装置安稳高效运行的前提下，对装置消耗蒸汽较大的工艺进行改造。通过对原料油雾化蒸汽量与加工量匹配的实际计算，对该工艺蒸汽使用量进行实时调整，节汽1.0吨/小时；通过实践经验摸索，降低重油沉降器防结焦蒸汽和烟机轮盘冷却蒸汽，分别节汽0.5吨/小时；对焦化装置加热炉注汽与进料量的配比进行计算，调整蒸汽量，节汽1吨/小时。

在精细管理方面，管理人员围绕“能停则停、能改则改”的工作思路，通过实际工艺核算，调整停用催化装置重油提升管回炼油喷嘴，节约雾化蒸汽1.2吨/小时；污水汽提装置利用新的污水大罐库容的有利条件，结合总体污水处理生产实际，实施间断停运

10天，节约蒸汽9吨/小时。（张勇 王文倩）

◆ 长岭炼化“一提一降”节约装置用电

中国石化新闻3月16日网讯，长岭炼化100万吨/年加氢装置成立提高低温热发电机组发电和降低机组电耗技术攻关团队，在优化操作和更新完善设备方面进行攻关。截至目前，装置发电机组发电量提高150余千瓦时，机组功率与调整前下降了330千瓦，节电效果明显。

经过综合分析，技术团队提高进低温热发电单元的热水量，对低温热水进出管线增加保温层，来提高热水温度，并优化改造仪表净化风工艺，减少仪表故障率，使发电机组同步运行率由原来的80%提升至100%。为加氢新氢压缩机组的耗电量，最大限度发挥无级气量调节系统的优势，结合实际工况重新调整机组参数，调整机组功率。

催化装置针对烟机结垢影响烟机做功和机组长周期运行进行攻关，采用在线除垢技术对机组进行运行优化，不仅减少了停机处理的维修费用，也使烟机做功明显提升，节电200千瓦时。（张勇 王文倩）

◆ 塔河炼化2号系列装置首次开展四年一修

3月16日，塔河炼化2号系列350万吨/年原油加工装置正式启动大检修，首次实现该系列装置四年一修。本次检修为期45天，检修项目1400余项，重点就装置易腐蚀部位等开展检测维修，提升运维水平。

为圆满完成此次大修任务，为今后装置长周期运行打好基础，该公司成立两级项目管理部、实行安全网格化管理、强化质量管理，全力以赴抓好装置大检修工作。

成立两级项目管理部，明确责任分工，层层压实责任，形成推动检修工作高效完成的最强合力。成立公司级项目管理部和作业部项目管理分部，组建9个专业管理组，根据职能分工，分别负责大修改造的安全、环保、质量、进度、费用、文明施工和开停工工作，确保实现“安全、绿色、优质、高效、准时”的总目标。

实行安全网格化管理。该公司安全管理部门严格落实从严管理要求，为管理人员指定安全管理承包装置，全天候蹲点深度督查违章行为，形成定人定点监督机制；基层作业部在检修现场开展“安全隐患随手拍”活动，设立安全施工“红黑榜”，成立违章巡回监督小组，建立经济处罚机制，提高违章成本，确保大检修各项工作安全受控。

强化检修质量管理。将质量控制关口前移，在采购阶段，明确物资的质量检验标准、技术要求和包装储运条件，严格执行入库检验制度，避免安装时暴露设备物资质量问题；针对设计项目，严把基础设计、详细设计审查关，力求施工阶段无变更或少变更。转变业主质量检查方式，引导承包商建立、运行自身质量体系，开展承包商质量检查排名表，督促承包商主动加大自身施工质量检查力度。（张锁扬）

◆ 塔河炼化“四抓管理”保产品质量

中国石化新闻3月16日网讯，为提升产品质量总体水平，塔河炼化炼油二部重整航煤

装置从原辅材料管理、生产过程管理、出装置管理、人员培训四个方面深入开展质量提升行动，确保产品质量100%合格。

抓原辅材料管理

长期以来，该装置坚持从源头抓质量，为保证催化剂活性及长周期运行时能满足生产需求，在原料油杂质的控制上，严控原料油中的硫、氮、氯、水及有害金属等杂质含量；加强外操巡检时对外观的监测，连续重整装置1次/2小时、航煤加氢装置1次/1小时观察原料油，发现原料油中水含量偏高，及时加强脱水频次及脱水时间，当机械杂质及水含量异常时，需及时汇报装置领导，联系调度切换原料罐或切断直供料；在三剂辅材管理方面，航煤加氢装置要求，每次领取抗氧化剂时，需由物供提供产品质量检验报告及合格证，并建立台账记录抗氧化剂领用时间、名称、批号、验收结果等信息，定期对抗氧化剂质量进行抽检分析，确保加注进航煤中的抗氧化剂符合使用需求；要求做好重整注氯注硫、临氢异构化注氯标定工作，并及时调整注入量。

抓生产过程管理

要保证产品质量合格，必须加强对生产过程的管理。异构化装置通过优化反应系统操作温度，调整酸性助剂加入量和脱异己烷塔侧线返回量，实现质量效益双赢；航煤装置在进行改生产方案后，及时增加出装置产品相关质量分析，内操及时跟踪分析结果，请示专业技术人员后进行反应温度的精细调节，在保证产品质量的同时，达到最低的能耗；加强预巡检制度的管理工作，要求外操在巡检过程中，认真配合内操进行参数核对，避免因内外参数不符而影响生产；内操密切关注在线分析仪，依据化验分析情况，定期进行分析数据的比对，数据异常及时联系仪表调校；根据重整汽油芳烃含量及时调整重整注氯量及反应温度，强化生产过程的质量指标；在流程改动过程中，要求做好三级确认工作，对于长期不用流程采取挂禁动牌、盲板等隔离措施。

抓出装置管理

为严格把控出装置产品的质量，重整航煤装置将采样分析频次表张贴在采样现场，便于班组外操对照采样，防止漏样，保证样品应采尽采；对于馏出口产品的把控，发现馏出口质量不合格，及时联系调度进行改罐，避免对后续生产造成影响；其次该装置多次会同生产管理部等相关部门一同进行联合质量检查，并严格按照管理规定进行产品出装置改线，确保每一滴输送至成品大罐的油都符合质量指标。

抓人员培训管理

为确保所有环节中不因人为因素而导致质量不合格现象发生，重整航煤装置贯彻落实“总经理2号令”要求，年初制定培训计划，利用“值班夜校”“桌面演练”“副班学习”等，针对每个班组或个人的技能短板分层开展人员培训，为装置安全生产提供人才保障；坚持每日一问、每周一练、每月一评、每年两考的固定培训，建立全员培训学分制，营造“比学赶帮超”的学习氛围。

值此“两特两重”关键时期，重整航煤装置全体职工将持续落实“四抓管理”，加强质量监控，为产品质量合格交一份满意的答卷。（刘佳）

◆ 塔河炼化从细节里“抠”能耗

中国石化新闻3月11日网讯，长期以来，塔河炼化炼油二部重整航煤装置坚持从设备管理、工艺优化、精细管理中“抠”能耗，提高资源的综合利用率，从而做到最大程度上的节能降耗。

从设备管理中“抠”能耗

在设备管理中，该装置要求在运行泵的选择上，无特殊情况时，尽量选择改造过能耗较低的泵，运行电流平均下降10安；为优化设备使用效率，针对冬季测温汇总后伴热效果不佳和管线设计不合理的问题，重新进行改造，以提高伴热管线的使用效率；通过对航煤加氢T201塔底泵P203A机械密封改造，运行电流下降5安，年节约生产成本0.5万元；为最大化提升能源使用效果，根据气温变化，合理调节空冷风机的开停状态；冬季气温降低，停用异构化E3306、E3315空冷喷淋，仅用风机进行冷却降温；夏季根据航煤加氢出装置冷却器E203换热效果不佳的现状，对E203进行清洗，投用后水冷器E203壳程进出口温差由原来3摄氏度增加至7.5摄氏度，同时E203前的空冷器A202变频也大幅下降，每月节约生产成本2000余元。

从工艺优化中“抠”能耗

重整航煤装置始终坚持对生产过程中的各项工艺进行详细分析，通过对化工温度、压力、反应等各个环节进行严格的把控，切实有效起到化工生产节能降耗目的。

航煤加氢装置在航煤改柴油生产方案后，将压缩机C101负荷从100%降至75%，电机电流下降10安，每小时节约能耗0.05千克标油/吨，生产航煤期间，将T201底氮气从50立方米/时提至55立方米/时，可节约燃料气耗量5立方米/时；当航煤加氢装置反应系统压降升高后，及时对反应系统进行水洗，除去反应系统管道中的铵盐，从而提高换热器的换热效率；连续重整装置利用R-SIM流程模拟软件对连续重整工艺进行建模，通过模型得出，反应温度在522摄氏度时，综合重整汽油收率和二甲苯收率较高，二甲苯液体收率可提高约0.3%，按照二甲苯装置进料53吨/时计算，全年可增产二甲苯1335.6吨，每年可增加高附加值产品收益200.3万元；进入冬季，该装置通过分批次、分级投用伴热和停用部分蒸汽伴热的方法，1.0兆帕蒸汽耗量大幅度下降。

从精细管理中“抠”能耗

长期以来，重整航煤装置严抓跑冒滴漏，要求全体职工发现漏点及时消除，若当班无法消除的，需交接至下个班继续处理；积极开展机泵电流统计工作，按照公司机泵一季度切换要求，在切泵过程中逐一统计电流，优先运行小电流机泵；严格执行预巡检制度，要求巡检过程中保证巡检质量，通过巡检及时发现现场问题，及时处理，减少不必要的浪费；“众人拾柴火焰高”，为汇集广大职工干部的智慧，该装置围绕工艺优化、节能降耗及精细管理，认真开展“我为规程做诊断”“合理化建议”等，提出切实可行

的建议，再通过专业技术人员的调研、探讨，确实可行地加以实施改造，或通过小指标竞赛等形式，营造全员主动降能耗的氛围。（刘佳）

◆ 中安联合丁烯-1项目最大塔器设备运抵现场

中国石化新闻3月18日网讯，近日，中安联合丁烯-1项目C-1002A脱异丁烯塔顺利运抵现场，并正式启动了塔体保温材料、操作平台安装等“穿衣戴帽”工作，为该塔整体吊装做好准备，掀起了丁烯-1项目设备安装作业高潮。

烯-1项目是中安联合生产优化项目，利用MTO装置副产混合碳四碳五作为原料，生产高附加值的丁烯-1产品，年设计产能2万吨。

中安联合2万吨/年C4异构化制丁烯-1项目共有7台大件设备，已有两台反应器安装就位。此次到场的C-1002A脱异丁烯塔直径2.8米，高61.2米，整体重量约110吨，是丁烯-1项目最大塔器设备。

工程建设过程中，中安联合煤化工项目管理部狠抓施工质量和安全，认真做好工序验收、隐蔽工程验收、材料验收等工作，以施工安全为重点，做好JSA分析，安全交底、班前喊话等，严格落实生产区域内施工作业相关规定。根据施工计划，丁烯-1项目将于2022年6月30日建成中交。

◆ 中安联合1号汽轮发电机组连续运行突破700天

截至14日，中安联合公用工程部热电装置1号汽轮发电机组连续安稳运行突破700天。

1号汽轮发电机组是中安联合首台完成设计工况试车任务的大型机组。自机组并网以来，中安联合公用工程部紧盯装置长周期运行目标，以大机组特护为重点，认真落实包机制度，加大设备维护保养和日常检查工作力度，从加强机组润滑油质管理入手，狠抓“两票三制”执行，坚持每日操作工、机、电、仪、设备管理人员“五位一体”联检巡检，强化设备操作维护，及时消除设备运行缺陷。以党支部“区员岗队”创建实施为载体，除盲点隐患、见设备本色，通过开展业务培训、导师带徒和小指标劳动竞赛等，不断提高员工操作技能，提升精准操作水平。

在加强设备管理的同时，中安联合公用工程部根据机组运行状况，查找制约机组安稳长满优运行的瓶颈，优化机组运行控制。针对机组试运初期轴承振动大和机组差胀大影响机组安全稳定运行难题，公用工程部不等不靠，积极组织设备厂家、建设与调试单位等多方进行技术分析和论证，借鉴同类型机组运行管理的成功经验，提出了切实可行的技改方案并组织实施，消除制约机组安稳运行的技术瓶颈，为1号汽轮发电机组连续安稳运行夯实了基础。（苏凯）

◆ 沧州炼化自控率提升至99.5%以上

中国石化新闻3月15日网讯，沧州炼化持续开展自控率提升工作，通过开展技术攻关，前2月，自控率月度指标提升至99.5%以上，创历史最好水平。

去年大修后，沧州炼化集中控制室投用，虽然依托自控率提升项目，控制系统协调

能力大幅提升，但因部分控制回路系统升级、设备维修改造、运行方式调整等变化，开工后自控率降到98%以下。为此，沧州炼化组织仪表专业和运行部开展联合攻关，对控制效果差的回路逐个梳理分析问题，进行有针对性的“诊治”。如存在测量不精确的问题就校准测量仪表，控制不稳定就修理控制阀门，PID参数不合适就修正参数等。通过持续攻关提升，今年前2月，自控率月度指标达到99.5%以上，创历史新高。

◆ 沧州炼化食品级硫黄销量4年突破3万吨

中国石化新闻3月18日网讯，炼油销售有限公司沧州驻厂办和硫黄销售部紧盯市场，努力做好“服务用户、服务企业”两个服务，根据市场需求变化加强与沧州炼化的产销衔接，调整、优化工业硫黄产品结构，增加食品级硫黄产销比例，缩小液体硫黄产销比例，并维持低库存运行，争取效益最大化。截至2月底，4年多共销售食品级硫黄30170.5吨。

食品级硫黄主要用于生产淀粉、酿酒等食品加工行业，而液体硫黄主要用于生产硫酸和二硫化碳等化工产品行业，食品级硫黄效益更好。经过效益测算与市场调研，沧州炼化于2018年1月开始产销食品级硫黄，并且是中国石化系统内唯一的产销食品级硫黄的企业。（刘向东）

◆ 川维化工危废资源化减量化取得明显成效

中国石化新闻3月17日网讯，川维化工公司积极开展危废精细化管理工作，持续推进固废减量化、资源化和无害化利用，甲醇装置精馏系统优化改造后每年可降低生产成本约600万元，实现了危险废物资源化和减量化。

2021年，川维化工公司投资800多万元实施甲醇装置精馏系统优化改造，依托现有77万吨/年甲醇装置新建1座精馏塔及配套设施，将甲醇装置产生的危险废物杂醇油作为原料，进行精馏提纯制备醇基燃料，达到醇基液体燃料国家产品质量标准，将此前属于危险废物的杂醇油进行精馏后综合利用，年产醇基燃料约2.069万吨。

项目于2021年10月投料生产出合格醇基燃料产品对外销售，同时，停运原消耗高、能耗高的废水处理装置。每年可节约蒸汽约4.5万吨，节约循环水约800万吨，协同减排二氧化碳1.17万吨，降低生产成本约600万元，实现了危险废物资源化和减量化的同时增加企业经济效益。（罗斌）

◆ 川维化工DCS报警优化管理见成效

中国石化新闻3月15日网讯，川维化工乳液运行部严格贯彻“以先进报警管理系统为抓手，强化工艺运行管理”的工作要求，严格执行报警管理制度，对各类报警及时处理，实现了无效报警次数大大减少。截至目前，仪表类报警减少86%，工艺类报警减少80%，为生产装置安全的提升和工艺设备的优化奠定了坚实的基础。

该运行部以强化工艺运行管理、优化装置安全运行为最终目的，针对DCS上的众多无效报警立即安排专人统计分析，同时将DCS报警数据纳入班组双优考核，强化职责落实。

“以前，我们乳液由于系统更新存在大量无效报警，特别是VAE2/3/5列报警上万条，

报警信息的整治迫在眉睫。”该运行部报警管理负责人于德志说，“我们处理报警的目的的一方面是剔除无效报警，使有效报警得到及时反馈，进而提高报警时员工的警惕性，提高装置的安全生产；另一方面，通过强化报警管理，可以发现工艺中存在的相应问题，进而优化处理，保证工艺的平稳运行。”

通过对“海量”报警数据进行统计分析，发现工艺报警主要存在部分报警设置不合理以及仪表无效报警问题，该运行部立即开展攻关行动。工艺人员联合电仪人员深入开展分析研讨，按工艺类和仪表类对报警进行分类整改，依次出具方案处理DCS系统的不合理报警。同时，强化报警强化管理，由最初的分周管理上升到分天管理。

通过此次报警优化管理，该运行部DCS报警系统暴露出来的问题得到了有效解决，无效重复报警和干扰大大减少，有效报警信息得到及时反馈，报警管理过程得到进一步优化，生产安全稳定运行得到进一步保障。（冯嘉）

◆ 化销华东助力上海石化打造创效拳头产品

中国石化新闻3月14日网讯，2月，在化销华东的助力下，上海石化新产品双峰线型聚乙烯膜料销量2211吨，较传统产品增效明显。

2021年下半年以来，上海石化普通PE管材产品出现产能过剩、需求疲软的现象。化销华东发挥销售平台优势，建议企业切换赛道——量产双峰线型聚乙烯膜料，并积极服务企业拓市扩销。2月，上海石化实现双峰线型膜规模化生产后，化销华东完成新产品销售2211吨，毛利边际贡献近乎翻倍，成为企业创效拳头产品。

双峰线型聚乙烯膜料是一种高性能的包装原料，被广泛用于重包装膜和电缆的生产。在重包装膜生产中掺混该产品产出的包装袋，在厚度减薄的同时，产品的强度和耐磨性等指标保持不变，符合绿色销售理念。

2021年7月，上海石化在4号聚乙烯装置上成功开发了双峰线型膜产品MM2002和ML2202，填补了该领域国内生产的空白。化销华东多措并举全力提升新产品销量，一方面大力开发终端客户，对原有客户详细摸底、发挥产销研用联动机制，协同技术人员走访大型工厂用户，了解客户使用难题，并提供解决方案。另一方面，积极开发新客户，全力开展新产品市场开发工作，截至2月底，已有5家客户达成合作意向，其中不乏行业龙头企业。同时，他们提前制定销售策略，提升产品知名度和用户认知，对产品进行合理定价，强化产销衔接，找准产品定位，持续助力企业提质增效和高质量发展，实现绿色销售。（丁晔）

◆ 化销华南完成合作伙伴走访授牌工作

中国石化新闻3月18日网讯，3月3日，化销华南公司全面完成对美的、佛塑科技、万力等战略合作伙伴的走访调研及授牌工作。据了解，该公司2021年共评选出75家优质诚信客户、供应商和优秀物流商。

2021年11月，受疫情影响，化销华南原计划召开的客户、供应商、物流商座谈会被迫取消，现场授牌活动无法如期举行。他们决定由公司领导带队，对75家优质合作伙伴

进行实地上门授牌，全面了解合作伙伴的业务运行状况及资源、服务需求，为未来的业务拓展更广阔的空间。走访授牌工作历时两个多月，足迹遍布京津冀、长三角、珠三角、西南等地区共25个城市。

在走访中，化销华南与合作伙伴就资源保供、产品质量提升、物流业务优化、共同开发新产品等方面进行了深入交流，同时对合作过程中存在的问题及行业发展进行了探讨，进一步增进了理解与信任。（王洁清）

◆ 化销华北助力客户产出国内最薄BOPP薄膜

中国石化新闻3月18日网讯，近日，化销华北助力行业前三客户打造8微米双向拉伸聚丙烯（BOPP）薄膜获成功，填补了国内同类产品轻量化发展的空白，其可回收利用的特性，对“双碳”背景下产业链协同增效具有积极意义。

近年来，随着印刷包装市场的快速发展，BOPP薄膜消费量也随之增长。化销华北敏锐捕捉BOPP行业潜在商机，着手对区域内相关客户进行全面梳理，选取契合度较高的福建某战略客户进行试料推广工作。针对客户需求和生产线实际，为客户精准定制“先单生产线试点，后全生产线普及”的“一户一案”服务方案。同时，该公司充分发挥产销研用一体化机制优势，多次联合北化院、青岛炼化，在工艺参数优化、改进添加剂配方等方面提供现场技术指导，做好试用过程中的信息反馈，推动客户实时调整产品加工参数，解决了成品膜夏季断面变红、长宽幅制品码垛膜面曲皱等难题。

他们还通过海陆联运全配送方式，及时将超薄高速BOPP专用料送往客户福建基地，有力保障了客户的生产原料供应。经过多方近一年的不懈努力，最终成功生产了厚度仅为8微米的国内最薄可回收利用BOPP薄膜。该薄膜可广泛应用于化妆品、农副产品、玩具、工艺品的外包装，相对于传统10~12微米的BOPP薄膜，透明性更好，环保和成本优势更明显，在国家限塑政策背景下，具有较大的市场潜力。（李君 李菲）

◆ 中韩石化化学水装置节能降耗打出组合拳

中国石化新闻3月17日网讯，今年以来，中韩石化化学水装置加强管理，优化操作，实现节水减排，节能降耗。1至2月份，制水比环比下降4%，达到1.038。2月份用电量比去年同期下降7%。

化学水装置优化运行方式和再生操作，根据水质变化，对一级脱盐水接近失效终点才进行再生，每月减少再生耗水1600吨；更换使用寿命超期离子交换树脂，达到延长周期制水量、减少再生和投床水耗目的；优化再生操作，降低加药酸碱浓度，使一级脱盐系列每月节水5400吨；抓好凝液系统运行，保证化工区域合格的凝结水均得到回收，从而减少二级脱盐水制取，少用低硅水，达到节水目的。通过上述一系列措施，预计每月可节约用水7万吨。

该装置还及时调整水平衡，在增加工艺凝液加压泵负荷的同时，停止一台透平凝液泵运行，每月可节约电费近10万元；将外供水泵回流压力由1.6兆帕调低到1.5兆帕，同时要求回流调节阀开度控制在30%以内；严控照明时间，班组在进行月度切泵操作时，尽量启用变频泵，减少装置用电量。（王冲 路旭）

◆ 北海炼化2号柴油加氢多措并举节能效果显著

中国石化新闻3月15日网讯，北海炼化2号柴油加氢装置积极优化工艺生产运行，经精细测算，在满足供氧量的前提下，塔底重沸炉可改自然通风，停用加热炉鼓引风机，电耗环比下降3.43千瓦时每吨。

同时，2号柴油加氢在满足精制柴油水含量等产品质量的要求下，对分馏塔采用微正压操作，不断降低塔底重沸炉出口温度，从2月份的220摄氏度降低至202摄氏度，燃料气消耗从150标准立方米每小时降低到50标准立方米每小时，燃料气单耗下降明显。

◆ 南阳能化公司持续提升节水减排能力

中国石化新闻3月15日网讯，今年1—2月，南阳能化公司达标污水外排量减少13200吨，新鲜水使用量下降6200多吨，而回用达标污水量却增加7000多吨。两减一增，反映出该公司持续提升节水减排的努力不断取得成效。

南阳能化公司注重提升节水减排能力。企业采取多种措施，把原本达标外排的污水用来绿化厂区植被、冲洗卫生间、冲刷装置罐体以及用来做原油电脱盐等生产过程用水。据统计，去年该公司回用达标污水量达233631吨，节约用水成本140多万元。

今年初，南阳能化公司在全公司范围内进行详细排查，对可以利用达标污水的单位、装置、罐区进行统计，并贯通全厂范围内达标污水回用管线，以最大限度节约新鲜水资源，提高达标污水回用量，降低达标污水排放量。

同时，根据达标外排污水水质不断提高的实际情况，南阳能化公司在今年开始尝试把部分原来外排的达标污水，注入企业新鲜水系统循环利用。现在，该公司平均每月可把3000多立方米达标污水注入新鲜水系统。（李家武）

◆ 巴陵石化数字赋能加快建设智慧工厂

中国石化新闻3月17日网讯，近日，巴陵石化IT服务中心围绕基层反馈的33项信息和数字化方面问题深入调研，详细制定整改措施，全力推进“数据+平台+应用”模式在公司全面落地。

巴陵石化按照集团公司信息化建设模式，结合自身生产实际，确定了信息化建设按照“数据+平台+应用”的新模式、“六统一”项目建设原则。

“大数据”跨业务共享提效能

“过去由于信息系统间数据标准不一致，数据不能相互应用，无法实现数据价值最大化。”IT服务中心应用系统室主任仇剑锋说，2021年，巴陵石化专门成立了公司数据治理委员会，明确了数据治理思路，建设统一数据架构与标准、统一数据资源目录、制度、流程、规范等，积极推进跨业务系统的互联互通和数据资产的深度利用，努力满足跨部门、跨职能、跨组织的协作需求。

同时，该公司开展了企业数据仓库（ODS）建设，集成物料、能源、操作、质量、设备、经营6类主题数据，实现了经营管理层与生产营运层之间跨层的业务集成，数据治理工作迈出第一步。

5G“云管理”实现应用“桌面化”

在巴陵石化己内酰胺产业链搬迁与升级转型发展项目5G机房里，安全管理人员通过工地现场的5G“鹰眼”监控系统，实时抽查现场施工人员安全帽佩戴情况。

巴陵石化将己内酰胺产业链搬迁与升级转型发展项目作为公司数字化标杆开展信息化建设，吸取中国石化智能工厂建设成熟经验，对照炼化智能工厂3.0构想，将新区设计采用数字化交付，静态基础数据齐全，DCS、GDS、火灾报警、关键机组监测等动态数据全部进入实时数据库。推进“互联网+”、运行5G网络支撑，做好智能技术广泛应用。全面实施应用桌面云，提升整体存储运算能力。

“目前，工厂信息管理系统和全厂电信系统整体已进入实施阶段，5G智慧工地项目上线运行，数字化交付平台投入使用。”巴陵石化IT服务中心技术员吴湘介绍，后期，他们将把该项目信息化理念和模式移植到海南和上海的两个弹性体“走出去”发展项目。

100%国产化核心设备提供“万兆”服务

2021年，巴陵石化视频会议总数同比上年增长42.3%，会议完好率 $\geq 99.5\%$ ，用户满意度持续提升，这得益于该公司稳定可靠的网络基础。

巴陵石化着力构建稳定可靠的基础支撑平台，实现了对公司信息系计算资源、存储资源、网络资源、物联资源等基础支撑资源和服务的统一管控。建立了两中心（即云溪数据中心和新区数据备份中心）、四网（即办公网、无线网、数据采集专网、视频监控专网）、四平台（即融合通讯、视频监控、安防周界一体化、IT运营管控）等基础设施。

巴陵石化现有基础设施和网络安全管理系统6套，网络节点实现全覆盖，核心设备国产化率100%，网络骨干达到万兆，服务器主机系统98%实现私有云资源共享。他们还先后完成了无线对讲、公司展厅、LED大屏等集中管理，投用网络安全态势感知、应用系统性能检测等信息专业管理系统。

“通过科学谋划‘以新带老’，生产运行、安全环保、设备管理、供应链管理等业务域信息化水平不断提升，有力助推了公司生产经营、改革发展中心工作，公司各业务域信息化建设已不存在明显的短板。”巴陵石化IT服务中心副经理徐康介绍，今年他们确定了5项重点任务、4个方面20项具体工作，将按照信息化“六统一”原则和“统筹推进、融合发展、集成共享、协同智能”两化融合工作方针，加快智能化提升和数字化转型。（徐亮亮 朱刚亮）

◆ 中国石油——大庆石化紧盯市场需求热销航煤

中国石油网消息（记者谢文艳 通讯员王继颖）3月14日，一长列装满航空煤油的罐车缓缓驶出大庆石化公司航煤栈桥。航空煤油是大庆石化的拳头产品，市场竞争激烈。今年前两个月，大庆石化强沟通、保任务、提效益，实现航空煤油出厂5.43万吨，同比增加8800吨。

大庆石化紧密跟踪航煤价格 and 市场需求，结合装置运行情况，积极优化装置工艺操作，严格做好质量把控，畅通产品销售渠道，保证航煤产品效益最大化。年初以来，针对航煤市场需求不断增长、供应短缺的现状，大庆石化在确保装置安稳运行的基础上，实施“控油增煤”优化措施，不断调整产品结构，深挖装置运行潜力，采取提升常一线航煤收率、提高加氢裂化装置反应深度等操作方法，最大限度提高航煤产品收率，使航煤生产能力显著提高。

大庆石化炼油厂调度室调度长费恩柱介绍：“航煤产品一直是炼油企业效益较好的产品。我们靠过硬的质量和信誉，不断拓宽市场占有率，为企业赢得了良好的经济效益和社会效益。”

为了保障产品质量，大庆石化不断加密航煤原料到馏出口的质量分析频次，重点加强航煤冰点、银片腐蚀等关键指标抽样监控，合理使用航煤有效罐容，加快航煤装火车、汽车节奏，提高航煤储罐周转率和出厂效率。

大庆石化科学筹划、精细组织，通过每天召开协调碰头会方式，制定客观合理的航煤出厂方案，确保装车时间内“罐内有油，栈桥有车”。储运销售中心积极与哈尔滨铁路局主管部门协调，落实槽车车源，密切关注哈尔滨铁路局管辖内的运输槽车在途运行动态。同时，在铁路部门的大力支持下，采取航煤特洗车辆定向循环运输方式，有效提升槽车运行效率。

装车过程中，岗位员工实时监控航煤过滤器压差变化，增强装车过程采样代表性，加大监督检查力度，同时积极组织质检部门与民航驻厂人员共同检查车辆，组织装车单位全力装车到位，确保出厂航煤质量100%合格，真正做到航空煤油产得优、卖得好。



◆ 大庆石化每袋尿素都有“身份证” 助农田土肥苗壮增产增收

中国石油网3月15日消息（记者谢文艳 通讯员马占富）3月7日，在大庆石化公司化肥厂成品车间装运现场，一辆辆满载着“昆仑牌”尿素的汽车离开厂区，开往黑龙江各农资市场，以满足农户春耕用肥需求。截至目前，大庆石化已生产“昆仑牌”尿素7.8万吨，助力农田土肥苗壮增产增收。

年初以来，化肥市场行情持续回暖，始终处于产销两旺的状态。春耕临近，用肥量日益增多，大庆石化作为黑龙江地区较大的国有骨干企业，肩负着为农户提供优质肥料、保障农业生产的重要使命。

为最大限度保证黑龙江地区用肥，大庆石化化肥厂提前检修合成氨装置小空压机，以保证合成氨装置满负荷运行，为尿素生产提供充足原料。目前，尿素装置每天可

生产优质尿素1200吨左右。

“每年3月都是尿素生产的黄金时机，产品价格高、销路较好，我们开展了春季生产专项检查，做好防风、防火、防化冻等工作，实施岗位员工、班长、技术员等立体式巡回检查，提前发现处理各种生产问题，确保装置长周期平稳生产。”尿素车间生产副主任魏小强介绍说。

“春耕用肥质量，关乎农民一年的收成和效益，来不得半点马虎。很多种粮大户都指定用‘昆仑牌’尿素。我们保证出厂的每一袋尿素都有自己的‘身份证’，产品质量都能达到国家优质品标准，我们不能辜负百姓的这份信任。”大庆石化化肥厂生产技术科科长赵春吉如是说。

为了加快产品出厂，大庆石化化肥厂积极与公司计划处、销售储运中心等部门沟通协商，克服疫情期间人员和车辆入厂压力，建立车辆入厂档案，提高车辆入厂拉运效率。春节过后，化肥厂成品车间通过延长装车时间、改进装车方法、优化车辆入厂流程等方式积极组织产品出厂，产品日出厂最高达1800吨。

据悉，大庆石化化肥厂尿素库存量在不断降低，目前3条装运线同时装车，包装员、装卸员、质检员24小时在岗，确保拉运尿素车辆随到随装，方便农户用上优质肥、放心肥。

◆ 抚顺石化检测新法支撑产品质量升级

中国石油网3月15日消息（记者张运泓 通讯员田欣）3月10日记者了解到，抚顺石化公司研究院科研人员利用现有分析设备，建立了一套硅元素全新检测方法，既满足了生产急需，又降低了外委费用，也为抚顺石化后续系列产品质量升级提供了有力支持。

研究院技术人员介绍，这套新检测分析方法较常规检测方法有许多优势，例如新方法采取直接进样方式，避免了以往样品高温处理后待测组分损失严重，导致数据失真等情况。这种检测办法还能广泛应用于企业裂解料、汽油等多种原料和产品质量检测，实现对装置流程中硅元素含量实时监控，保障了装置平稳运行和产品质量。

截至目前，抚顺石化应用这种新检测方法已连续完成5000余次样品的分析检测任务，节约分析费用500多万元，为公司所属多家生产企业提供了分析检测服务。

◆ 兰州石化保供医用料支援甘肃抗疫

中国石油网3月14日消息（通讯员王文丽）面对严峻的疫情防控形势，兰州石化公司在有力有序开展日常防控工作的同时，全力以赴做好医用料发运保供工作。截至3月9日，公司今年共发运RP260、LD26D两个牌号医用料1.1598万吨，以实际行动助力甘肃省抗疫。

为了组织好医用料发运工作，兰州石化化工储运中心严格落实“四快”反应机制，加大产运销协调力度，精心组织安排；各单位协同作战，认真落实出库计划；岗位人员各负其责，精准操作，确保医用料产品出入库作业安全顺畅。同时，化工储运中心

持续优化作业环节和装载方案，提高作业效率，力争第一时间将产品发运出去，及时将医用料送到用户手中。

“今天这两车产品装完后，库里的医用料就基本发完了。看着这些产品能及时送到客户手中，生产抗疫医用品，再忙也值了！”化工储运中心产品仓储车间调度员宋晓莉说。

◆ 独石化：需求导向 提升服务品质

“客户需求就是努力的方向”

中国石油网3月15日消息（记者李志强）3月7日，独山子石化公司完成9个化工产品质量提升及关键指标优化第一阶段工作，产品性能和出厂指标得到有效提升。公司建立客户服务标准化体系，完善客户服务工作清单，快速、高效处置客户各类需求，受到好评。

面对激烈的市场竞争，独山子石化坚持“客户至上”的市场营销服务理念，强化市场导向，以客户需求引导产品结构调整，建立以生产单元为创新主体、以新产品研发为纽带，生产单元、研究院、营销部一体联动快速反应机制，快速响应客户质量反馈、性能检测、商品发货等需求。

独石化完善客服体系，为客户提供标准化、规范化、定制化和增值服务，提高服务品质。汇总整理客户反馈问题，坚持一抓到底、严肃考核责任问题，直至闭环整改，达到客户满意。根据客户规模、产品用量，确定了30多家重点客户，由公司领导带队定期走访，既增强了客户黏性和忠诚度，又及时掌握了用料需求、改进建议等信息。

独石化根据新产品开发、产品质量改进计划，密切跟踪并反馈应用进展，科技人员参与销售，指导产品使用，根据反馈改进生产。

据悉，公司科研人员曾半年内三次深入沙漠腹地，解决了京新高速沙漠公路7种不同路基对橡胶软化点、沥青配伍性等指标的不同要求。根据华北区域客户定制化需求，开发高性能均聚聚丙烯板材专用料HT03B，性能超过同类产品。2021年，独石化更新产品手册、顾客档案，有序推进集装箱、GPPS500NT大包袋等新型包装和运输模式，缓解棚车资源不足的压力，满足客户个性化需求，增强客户黏性。

◆ 四川石化航煤产品川渝地区全覆盖

中国石油网消息（记者单忠健）3月14日，四川石化公司首批供应重庆江北机场的570吨航煤通过铁路整装发运并完成配送，填补了中国石油在渝航煤市场的空白。至此，四川石化航煤产品实现川渝地区市场全覆盖，为川渝地区共建国际性综合交通枢纽城市、推进交通立体互联提供强劲的“能源引擎”。

近年来，成渝地区“干支结合”机场布局不断优化，加快打造成渝世界级机场群，航煤需求不断增加。四川石化抓住有利时机，积极推进“减柴增煤”战略，优化调

整产品结构，稳步提升航煤产能，全力拓展航煤市场，从实现川内支线机场航煤独家供应，到不断扩大川渝地区民用航煤市场份额，再到打通保税航煤业务流程跨进国际市场，四川石化航煤年产能实现从50万吨到160万吨的跨越。

同时，四川石化不断深化提升航煤产能与拓宽航煤市场的战略部署与实施，积极发挥地区资源协同整合效应，形成公路、管输、铁路全网物流运输体系。2021年，航煤输油管线新建至成都天府机场段投入使用，在优化航煤资源配置和物流运输方式的同时，有效改善西南地区航煤供应网络布局，实现民用航煤、保税航煤、专用航煤全覆盖。其中，民用航煤四川省内市场占有率超过75%，保税航煤在成都双流机场占有率达到100%，专用航煤供应量稳步增长。

◆ 辽阳石化精益管理提升治理能力

中国石油网3月18日消息（记者王志强）“我们围绕智能化工厂建设开展管理创新，不断降低一线员工劳动强度，今年前两个月，装置运行平稳率达到99.99%。”3月15日，辽阳石化信息技术部信息开发室高级主管芦晓介绍说。年初以来，辽阳石化将标杆创建和对标、提质增效工作有机结合，立足解决生产经营管理中的堵点、卡点、难点、薄弱点，提高管理精细化水平，加快数字化转型步伐。

全要素从严，压紧压实安全责任。辽阳石化以安全一体化管控平台为依托，开展危险作业全生命周期安全监督体系研究，细化和健全作业预约、风险研判、工艺安全风险管控、作业过程管控、作业许可管理及检修质量和监督监护等环节系统化管控措施，强化记分管理，以从严监管促进履职尽责，加快隐患治理，完善“三有两卡”工作法，提升监护人履职能力，实现重大危险源监测预警信息自主管控。

全周期管控，提高设备保障能力。辽阳石化以技术质量标准化、信息资源整合、隐患治理、维修费用管控为切入点，完善防腐标准化管理体系，深入开发仪表报警管理平台 and FDM功能，创新仪表预知检修。

全流程优化，强化生产运行组织。辽阳石化强化整体优化和局部优化统一协同，完善三级优化工作机制，加大“金点子”“硬措施”激励力度。积极开展装置运行周期攻关研究，强化“减对苯增纯苯”导向，推进超高分子量聚乙烯生产技术优化，开发聚丙烯高端牌号，降低运行成本，深挖节能节水潜力，提升装置效益。

◆ 锦州石化“四个突出”稳运行提效益

中国石油网消息（记者谭月 通讯员史俊）3月14日记者获悉，锦州石化公司前两个月累计加工原油81万吨，炼化一体盈利3.42亿元，生产经营、节能降耗、施工建设均平稳优化、有序推进。

锦州石化以市场为导向、效益为中心，坚持“低库存、全销售”战略，全面抓好生产经营的“四个突出”。

突出抓好安全环保。压紧压实安全生产责任，提升安全环保工作的有效性，扎实做好上半年QHSE内部审核，推进数字化管理平台建设投用。

突出抓好提质增效。优化产销衔接和产品结构，调动全员智慧、挖掘降本潜力。

突出抓好市场营销。以市场为导向，以客户为中心，狠抓资源创效、市场创效、管理创效和考核创效，坚决打好扭亏脱困攻坚战。

突出抓好工程管理水平的提升。拓宽特色发展路径，推动电子级异丙醇、稀土顺丁橡胶和添加剂等特色产品发展；全面对接2023年大检修，持续推进方案编制和招标采购工作。

◆ 辽河石化提升应变能力加强防范

中国石油网3月18日消息（记者许萍萍）3月中旬，辽宁疫情防控形势突然严峻，沈阳、大连、阜新、营口等地相继出现本土病例。辽河石化公司下发了《关于进一步做好当前疫情防控工作的通知》，针对当前国内疫情形势变化和特殊敏感时段疫情防控要求，进一步落实“四方责任”。

公司各单位完善应急预案，提高防范和应对涉疫突发事件能力。根据疫情严重程度变化，适时启动应急状态，全力配合疾控部门开展流调、核酸筛查，有效开展环境消杀和场所管控；启动单位场所封控，限制或停止会议、参观、交流等人员聚集活动，二级机构各车间各单元封闭运行管理，严格落实突发疫情封控区、管控区、防范区管理要求。

严格排查近14天内有疫情发生地区旅居史的员工和共同居住家属，按照要求进行社区报备。公司检维修、施工、劳务用工及业务外包等人员实行疫情防控统一管理，严把入厂审核关。原油接卸、产品装车、销售、物资采购送货等与外界接触多的岗位严格执行最新疫情防控要求，严格核验当日核酸检测结果和车辆消杀情况。原油、蜡油等拉运执行专项防控方案，所有人员进入厂区及办公区时严格执行测温、验码、登记、消毒等疫情防控措施，辖区内一旦出现疫情，以上特殊岗位将及时封闭管理。

严格疫情防控信息报送。明确专人负责信息报送，坚决杜绝迟报、瞒报、漏报和谎报，明确密接、次密接人员范围和行程轨迹，确保信息清楚、轨迹清楚、报告准确。完善24小时信息上报机制，保持联系畅通。

加强疫情防控“四不两直”检查。公司疫情防控“四不两直”检查由公司疫情防控领导小组办公室组织。二级机构疫情防控“四不两直”检查由属地单位自行组织。对发现的问题，及时通报、严格查处。

加强宣传教育。开展疫情防控知识再宣传、再培训、再教育，引导全体员工和承包商克服麻痹思想，自觉遵守各项疫情防控措施，关注自身健康状况，做到科学佩戴口罩、勤洗手、常通风、一米线、不聚集。教育引导员工科学认识加强免疫的重要性，积极组织协调员工接种疫苗加强针，做到“应接尽接、应接快接”。

◆ 辽河石化专家工作室铺就人才“星光大道”

中国石油网消息（通讯员许萍萍）为推进集团公司人才强企工程，3月15日，辽河石化公司初步确定人才队伍建设基本管理细则，整合全厂五个专家工作室人员。同时，明确近期重点工作为开展负极材料用石油焦开发，目前两位专家已进入实验室开始进行试验。

通过工作室集聚高技能人才的聪明才智，进一步发挥高技能人才在带徒传技、技能攻关、技艺传承、技能推广中的积极作用，使工作室真正成为人才培养的集训地、技术创新的实验室，为员工提升技能、展现才华创造平台。

专家工作室将统筹公司64名高级技师、首席技师、技能专家的工作室成员布局；统一各专家工作室的管理制度、工作流程、创新创效成果发布；统一各专家工作室成员的年度考核、任期考核机制。围绕生产中涉及的重点、难点、痛点问题，充分发挥专家在技能创新、技艺传承和高技能人才培养等方面的平台和智库作用，把公司技能专家工作室打造成为“技艺传承的路由器、名师工匠的孵化器、研产销服的助推器”。

辽河石化公司牢固树立人才是第一资源理念，结合公司业务发展需求，针对人才队伍建设现状，做好重点领域人才专项盘点，制定人才培育培养计划，促进人才作用发挥，努力实现“人岗匹配、人尽其才、才尽其用、用当其时”的工作目标。

此前，辽河石化公司有1个集团公司技能专家工作室——周强机泵维修钳工技能专家工作室，工作室现有成员14名，其中技能人员12人，技术人员2人。工作室运行3年来，分别参与完成了集团公司级难题10项，解决公司级关键难题70余项。在设备检修维护方面，发挥了极大作用。通过解决各类疑难问题、课题，保证了生产的安全、平稳运行；通过组织培训、竞赛，调动了员工学、练技术的积极性，提高员工队伍整体业务水平；通过师带徒活动及独特的奥林匹克队员选拔机制，使一批有悟性的好苗子迅速成长，现已成为部门骨干。目前，专家工作室集“带徒传技、技能攻关、技艺传承、技能推广”等功能于一身，成为孵化机泵维修钳工专业高技能人才的摇篮。

◆ 乌石化开足马力提供优质化肥

装置高效运行 产销有序衔接

中国石油网3月18日消息（记者吴海燕 特约记者邓芸 廖聪敏）“我们最认可的，还是乌鲁木齐石化公司生产的‘昆仑’尿素这样的大品牌。好多农户都做过试验，肥力持久，值得信赖。”3月12日，承包了4000亩农田的新疆阜康市九运街镇农户詹同强对记者说。春耕时节，农户们抢抓农时，田埂边上一派繁忙景象，一辆运肥车刚到就被团团围住，原来，这是农资公司给村民送“昆仑”牌尿素来了。

让詹同强认可的“昆仑”牌尿素有两个特点：一是每粒尿素的肥力覆盖面积大，能够缓慢释放；二是以天然气为原料，缩二脲含量低，更洁净环保。乌石化生产的每一袋尿素产品包装袋上都有二维码，农户通过手机扫描就可以查到尿素产品的相关信息。

为保证供应春耕用肥，乌石化化肥生产部强化生产装置，开足马力满足市场需求。二化联合车间提前分析研究制约装置高负荷生产的因素，制定消缺方案，使装置达到最佳“发力”状态。严格执行“员工不间断巡检、干部走动式管理”制度，落实关键

设备“包机制”维护，员工持卡、持票实施所有操作及作业，确保生产全过程安全受控。

以可靠的化肥品质给农民一个坚定的增收承诺。化肥生产部抓住天然气供应充足的有利时机，严格工艺指标管理，合成氨、尿素两套装置平稳率保持在99%以上。质检人员严格执行产品检验制度，实施24小时产品监控。生产的“昆仑”牌尿素各项指标不仅优于国家标准，而且优于同行业其他企业产品。此外，化肥生产部在打造“绿色农田”上做文章，开发尿素新品——含海藻酸尿素，其较高的氨挥发抑制率可有效提高肥料氮元素利用率，在促进农作物增收的同时可减少化肥使用量，达到保护土壤、水体和大气的的作用。

面对当前疫情形势，乌石化公司认真落实各项防疫措施，按照“四方责任”要求“管好自己的人、看好自己的门”，强化防疫纪律执行，加强员工自身防护，为公司安全生产、完成各项生产任务提供保障。截至3月15日，化肥生产部今年累计生产合成氨7.2万吨，生产尿素12.4万吨，日均产尿素1700吨以上，产品优级品率达到100%。

在开足马力生产的同时，乌石化公司营销调运部全力做好产品销售衔接工作。化工销售科员工加大与承运单位的对接力度，紧密落实车源信息，克服天气、运力影响，本着“低库存、快节奏、早预判、向前赶”的指导原则，高效完成产品销售发运。

目前，乌石化化肥产品销售以疆内为主、疆外为辅、辐射全国，目前已销售至四川、甘肃、云南、湖北等地。截至3月15日，累计销往全国各地的尿素达12.1万吨，同比销量增长6554吨。

◆ 延安石油——炼化公司春耕生产“四步走”

【本网洛川3月18日讯】一年之计在于春，拼搏奋进正当时。入春以来，随着天气逐渐回暖，炼化公司上下团结一心、砥砺奋进，在全面贯彻落实职代会精神的热潮下，主动作为，抢抓市场机遇，夯实安全环保基础，紧盯生产运行控制，凝聚力量利用春季“补钙”的黄金期，全力冲刺首季“开门红”。

连日来，结合交口区域气温回升状况，所属的延安炼油厂采取“四步走”措施，进一步强化责任落实，提升基础管理，全力抓好生产组织。“第一步”全面开展装置解冻检查，第一时间调整伴热系统阀门开度，进行设备管线解冻检查，重点围绕循环水管线、消防喷淋系统、备用设备和单向供汽、供水管路，细查“跑冒滴漏”，做到早发现、早处理；“第二步”持续强化污水控制管理，认真排查本装置设备、管线存在废水排放的导淋、放空，并加强间歇排污控制管理，切实把好污水源头控制第一关；“第三步”扎实开展承压设备螺栓类比排查，组织专业技术人员详细排查区域内设备管线，对照标准检查螺栓直径和长度，并结合装置消缺安排，明确责任人、预防措施、整改时间和整改措施，切实保障设备安全稳定运行；“第四步”全力抓好生产组织，细化分解年度任务目标，以天保月、以月保季、以季保年，强化工作落实，狠抓产品质量管控和设备长周期运行。截至目前，该厂1、2月份液化气加工量、聚丙烯粒料、MTBE、SBA生产量均圆满完成计划任务，实现了装置的“安稳长满优”长周期运行。

一季度以来，油田气化工科技公司运行二部紧盯BDO装置1，4-丁二醇产品81090吨全

年产量任务，有序组织装置生产，精心调整物料平衡，所属甲醛、炔化、加氢三套装置均维持高位运行状态。在坚持“以日产保月产，以月产促年产”工作思路的同时，加强对生产动态的分析研判工作，根据产品能耗指标和上下游原料波动因素，及时对装置运行状态进行优化调整，并加强上、下游沟通协调，做好后期废水指标调节和外排工作，确保整条工艺链上的各个装置高效运转。

所属的天然气股份有限公司在抓好疫情防控的同时，抓安全成为该公司生产经营发力的又一着力点。坚持安全工作防患于未然，扎实开展安全生产专项整治三年行动，加大排查整改力度，做到不打折扣、不留死角、不走过场。同时，紧抓现场安全管控，严格特殊作业管控，严肃查究“三违”，逐级夯实安全环保责任，彻底消除管理缺失和责任空挡。

此外，在LNG市场较好的前提下，炼化公司科学分析研判市场，一方面积极协调上游加大供气量，保证原料来源充足，为全力推动上量增产创造条件；另一方面时刻关注严峻疫情下产品价格及行情，强化道路交通运输管理联系工作，确保产品走向不受影响。在巩固省内市场优势地位的同时，进一步拓宽省外市场客户渠道，做优、做实产品营销，将“种子客户”深耕“市场田”，以快马加鞭、大干快上的劲头，全力保障一季度各项生产经营任务圆满完成。

◆ 延安能化公司又出新产品啦！

【本网延安3月15日讯】在成功转产聚丙烯透明料K4940产品基础上，延安能化公司进一步优化产品参数，全力推动产品指标升级，3月11日，K4950产品顺利产出。

“K4950牌号熔融指数更高，对反应器压力、气相各组分浓度、挤压造粒机组等参数的平稳控制提出了更加严苛的要求。在产品升级过程中，攻关小组精心调整参数，加强关键设备的监护，一次性产出了K4950粒料。目前聚丙烯装置正以每小时38吨负荷稳定生产中。”该中心助理主管韩杰介绍。

据了解，K4950属于无规共聚透明专用料，具有加工流动性更高，加工温度更低，成型周期更短等优点。主要用于生产各类食品用高透明塑料器皿及家用透明塑料制品，具有广阔的市场前景。

◆ 销售公司：全力推进“大关中”市场开发

【本网西安3月14日讯】为进一步提高省内销量和市场占有率，今年销售公司持续深化市场化改革，通过科学研判、审时度势提出“大关中”市场开发的重要部署，围绕大关中区域民营加油站、工矿企业、重点项目等，全面进行市场摸排与开发，在存量基础上追求增量。

该公司认真贯彻落实集团公司关于销售工作要求，坚持“定位取舍匹配”理念和“稳定、巩固、优化、发展”思路，着力以系统化思维搭建现代营销体系。“大关中”市场开发是销售公司以高标准指标支撑高质量发展的重要抓手，整合所属三原、西安、延炼三家公司力量，把提高省内销量和市场占有率作为首要任务，着力拓渠道、增品种、创品牌，构建具有市场竞争力的系统市场开发体系。

日前，销售公司打破单位壁垒，打通三家公司人员和业务结构，形成工作方案、明确考核激励措施，抽调精兵强将成立了“大关中”市场开发小组，召开了市场开发动员大会。当前各小组全面进入工作状态、高效推进“大关中”市场开发。

◆ 产品经销、延安能化公司“走出去”促销占市场

3月7日，产品经销、延安能化公司产品营销联合小分队走进福建纳川公司，邀请纳川、金牛、泉恩等10家聚烯烃终端客户代表座谈，推介延安能化公司“拳头产品”PE23050及系列产品，并特邀嘉宾四川大学研发团队教授向明以视频方式参加。

今年以来，为贯彻落实集团公司“开局即决战、稳增长多贡献”工作部署，全力促销增产占市场，产品经销公司、延安能化公司强强联手，组建产品营销联合小分队，主动“上门”服务，加深终端客户对延长石油产品和技术了解，积极拓展潜在客户，推进终端战略合作，进一步提高化工产品市场竞争力和品牌知名度。

座谈会上，产品营销联合小分队详细介绍了延安能化公司PE23050及系列产品的生产装置、工艺、产品性能优化升级及销售服务等情况。四川大学研发团队表示PE23050产品的管材力学性能（抗压、抗应力开裂）及加工性能已与北欧化工3490LS相当。客户代表在对合约模式、业务拓展、产品质量、物流运输、产品包装及服务保障等进行深入了解的同时，表达了进一步深化战略合作意向。

延安能化、产品经销公司相关负责人表示，将持续围绕产品质量改进、客户开发、售后跟进、终端技术服务等方面积极开展各项工作，为客户提供更高标准、更高质量、更高品质、更快捷高效的产品和服务。同时，拓宽营销思路，深耕市场，尝试开展定制化产品和服务，构建研发生产与终端需求双向反馈、高度联动的长期稳定合作伙伴关系，不断提高产品市场竞争力，向国内一流高端管材供应商的目标奋进。

■ 安全环保

◆ 中国石油持续推动国土绿化扮靓美丽中国

去年新增绿地面积1340万平方米，41.4万人次参加义务植树

中国石油网消息（记者杨碧泓）3月10日，记者从集团公司绿化办获悉，过去一年，中国石油认真贯彻落实习近平生态文明思想，积极参与国土绿化事业，大力开展植树造林、生物多样性保护、绿化经营等工作，全年新增绿地面积1340万平方米，41.4万人次实地参加义务植树，种植乔灌木199.45万株，为美丽中国建设贡献石油力量。

带头开展义务植树，创新形式共建绿色家园。近年来，集团公司结合企业实际，努力克服疫情影响，坚持“领导带头、员工广泛参与、尽责形式多样”原则，持续开展义务植树活动。集团总部率先垂范，连续多年在京郊义务植树。各基层单位也积极投身

绿化工程，创新义务植树形式和管理模式，不断拓宽员工群众义务植树尽责渠道。长庆油田把义务植树与绿色油气田、绿色场站、碳汇林建设等工作有机结合，抓实抓细各项工作，形成聚合效应，有力推动油田绿色发展。

积极推动碳汇林碳中和林建设，坚持绿色低碳发展。去年，集团公司研究起草了《中国石油碳汇林建设指导手册》，为各单位开展碳汇林建设工作提供支持和指导。中国石油首个碳中和林——大庆油田马鞍山碳中和林于去年顺利完成二期建设，栽植乔灌木6200株。截至目前，该碳中和林共造林510亩，造林计划全部完成。新疆油田、抚顺石化、宁夏石化等单位在碳汇林、碳中和林建设方面均取得良好成效，助力企业减排和低碳发展。

深入开展绿化经营，增强绿化可持续发展能力。近年来，集团公司持续加大扶持力度，努力把成本转化成效益，从管理向经营转变，“以绿养绿”“以地养绿”，探索出了一条具有中国石油特色的绿化工作可持续发展新路径。大庆油田生态管护公司绿化业务收入超过8000万元，销售自产苗木24万株、花卉240万株。西南油气田主动调研市场需求，注重市场开发，优化苗木品种，持续加强苗圃建设，实现绿化养护、花卉租摆及绿化工程施工收入比往年提升。大港油田持续加强苗圃花圃经营管理，有效提高油田生态资源利用效率，实现绿化经营规模和效益双丰收。

同时，集团公司还积极探索开展生物多样性保护，探索建立自愿型生物多样性保护示范区，充分总结推广大庆油田生态示范区、长庆油田采油二厂产能区生态保护经验做法，为各企业做好生物多样性保护工作提供新借鉴。不断强化绿化培训，加快相关业务的研究和技术攻关，持续提升信息化水平，多措并举助力集团公司国土绿化工作高质量开展。

◆ 西南油气田永川作业区多举措筑牢安全生产防线

中国石油网消息（特约记者李传富）“春季要抓实安全生产，杜绝事故发生，持续推进作业区安全生产形势向好。”3月13日，西南油气田公司重庆气矿永川作业区召开周生产经营分析会上，永川作业区经理郝春雷强调。

针对春季安全生产特点和近期气温持续走高的情况，作业区精准施策，周密布置，多举措筑牢春季安全生产防线，实现春季安全生产。

针对春季是各种流行病易发季，加之成都、重庆等地均出现新冠疫情反弹现象，新冠疫情防控形势异常严峻。作业区把疫情防控放首位，网格员及时组织开展中高风险地区人员排查及涉疫人员管控，对全员行程进行严格人员跟踪、严控人员流动、严格人员来访、严控会议人数的“四严”做法，全方位周密部署疫情防控。

作业区结合春季雷电较多的情况，制订出井站春季防雷、电力设施检查计划，逐井对流程设备、电力设备设施的运行状况、防雷接地和存在的隐患进行全面摸底和排查，对不合格项、不规范项落实专人限期整改，制定相应安全防范措施。

作业区根据近期气温持续偏高的情况，为避免发生山火的险情，永川作业区组

织员工对井站周边的火灾隐患进行排查，清除井场、放空区围墙围栏周边枯木枯草。

◆ 大港油田做增绿降碳先行者

3月16日，大港油田编制完成京津冀地区首个整体油田VOCs治理规划方案，顺利通过勘探与生产分公司专家组审核，正在加快组织方案设计及现场施工准备。

VOCs即挥发性有机物，是导致臭氧层破坏和温室效应的重要原因之一。大港油田地处京津冀敏感地区，VOCs治理形势严峻，且因油田地面系统挥发有机物具有点多、面广、波动大的特点，治理技术没有经验借鉴，治理难度大。

为实现VOCs高效、低成本达标处理，针对油田地面生产系统现状，大港油田科研团队矢志攻关，深入研究储罐、装卸油站点、敞口沉降池等VOCs主要释放源。在有针对性地对石油石化内调研VOCs治理成效的基础上，大港油田结合生产现场实际，从技术、经济、安全性等多角度分析论证不同VOCs治理技术，并开展现场试验、跟踪评价，充分验证技术适应性，开展个性化治理工艺设计。

按照“源头缩减、过程控制、末端治理”的规划思路，大港油田对原油储罐采用“储罐挥发气增压回收利用技术”，将储罐挥发气回收再利用；对装卸油站点采用“一体化密闭卸油技术”，实现装卸车密闭卸油；对敞口沉降池采用“吸附冷凝+催化氧化技术”，实现挥发气达标处理。

大港油田VOCs治理改造方案的编制完成，为提高油田地面生产系统密闭率、减少温室气体排放、实现油田“双碳”目标提供强力支撑。

◆ 川庆钻探长庆监督公司把好“三关”促生产

中国石油网3月16日消息（特约记者张伟）3月初，随着生产启动全面加速，川庆钻探长庆监督公司针对长庆区域生产实际，从安全意识提升、开工验收监督和关键环节旁站三个方面入手，坚决落实川庆钻探“六个不开工”以及指挥部自有队伍十项刚性措施、外包钻井队十二项刚性措施，切实把好“三关”促生产。

把好安全意识关，为全年生产打好思想基础。启动以来，通过培训教育和展板宣讲的方式，在恢复岗位人员操作技能的基础上，重点关注全员安全意识提升，从源头上杜绝事故的发生。

把好开工验收关，为全年生产打好管理基础。启动阶段，针对施工队伍存在井控工作落实不到位、设计要求执行不细致、操作技能恢复不全面等情况，这个公司严把开工验收关，加密检查，细致培训，重点验证。

把好关键旁站关，为全年生产打好监督基础。启动时段，是安全事件发生的高发期，要做到防患于未然，就必须做到关键环节的旁站监督。这个公司现场监督开展“十不吊”和“五个确认”吊装作业评价。吊装过程中每名监督人员负责一台吊车，落实“一吊一许可”“一吊一监督”制度。截至目前，长庆监督公司全体监督员紧盯现场，严抓细管，将公司安排部署落到实处，安装、验收、钻进等工序正在有条不紊进行

中。

◆ 锦西石化织牢化冻“防护网”

中国石油网3月16日消息（记者李杨）3月10日凌晨，锦西石化储运联合部零点钟班的员工仔细对辖区油品管线及阀门进行检查，防止因昼夜温差大造成“日融夜冻”现象，及时发现消除管线化冻隐患，保障装置生产安全平稳。

从2月中旬开始，锦西石化针对春季雨雪融化后夜间易出现冻凝风险，本着“早动手、细排查、立整治”的原则，扎实做好春防化冻工作，确保厂区近30套装置、千余台机泵和数千米管线安全受控无化冻。

专项检查，重点突出。公司生产运行部门开展防化冻专项检查，督促各装置将化冻薄弱部位和关键控制阀门作为防化冻工作重点，盯紧间歇使用的设备，对管线的盲肠死角和所属仪表监测系统、关键控制点等部位进行重点巡回检查。对含水工艺介质倒淋、玻璃板液面计、流量引压管等易冻的盲肠死角部位重点关注，确保相关设备设施安全运行。

责任明晰，培训到位。公司各单位逐层分解春防工作职责，将责任细化落实到岗位员工，增强员工的安全意识与责任心。采用线上与线下结合的模式加强员工春防化冻知识培训，积极组织员工参加应急演练。

部门联动，全面覆盖。公司储运联合部与公用工程部加强日常巡检及夜岗巡查力度，各岗位认真填写防化冻检查记录并做好交接班。同时积极制订方案，对雨天或低温天气进行提前部署，确保仪表和公用工程、油品线路安全平稳运行。

◆ 运输公司沙运司人人争做安全“吹哨人”

中国石油网3月16日消息（记者孟建红 通讯员姚成）“过去，我在发现安全风险隐患问题后，都会及时地提醒同事们，但仅限于队内范围。现在，通过‘金哨子’活动，可以让更多人知道这些安全风险隐患，对照排查整改，做到取长补短。”3月7日，运输公司沙运司小车服务大队驾驶员李广才在安全经验分享会上说道。

“金哨子”活动分为“金哨子”安全风险识别和隐患排查优秀个人评选、“金哨子”优胜单位评选两类。前者征集的是全员在日常QHSE管理工作中识别出的较大及以上安全风险隐患问题、较大及以上安全风险隐患问题自主整改案例等；后者征集的是各基层单位、科室在QHSE管理工作中的典型管理经验做法、案例，提出的优秀QHSE管理建议措施。

沙运司青海油田技术服务公司狮新58井站长王泽峰，在一次日常工作中发现气提脱硫塔的温度不满足生产要求，立即组织人员细致检查工艺流程运行参数和阀门开关状态，成功找到问题症结，当场排除故障、整改完毕。该项隐患也被纳入青海油田技术服务公司《风险辨识防控清单》，为今后更高效地辨识和防控此类隐患问题提供了依据。

截至目前，已有11家单位积极报送“金哨子”活动评选内容24项，其中自主排

查并整改较大隐患问题13项、一般隐患问题3项、风险识别内容4项、典型经验案例4项。通过开展“金哨子”活动，不断增强全员及时发现、迅速排查和彻底消除安全风险隐患的能力，营造了“人人要安全、管安全、会安全”的良好氛围。

◆ 大港油田原油运销公司：废弃泥浆的“绿色转身”

“1月，解决了粉体气动隔膜泵加药难的问题；2月，把均质搅拌器控制柜成功改造为变频，生产效率提高5%；3月初，泥浆卸放设备正在加装振动筛，大颗粒岩屑杂物筛出后，有望实现设备损坏率、工艺维修费用、药剂使用量‘三降’的目标。”3月10日，大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区技师崔滨海谈起今年的工艺革新项目，露出喜悦之情。

大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区承担着处理油气田开采、修井作业过程中产生的废弃泥浆的任务。作业区抓细基础管理，致力提质增效，采取废弃物一站式闭环绿色环保治理，让废弃物“走进来”，资源化“走出去”，走出了废弃泥浆低成本环保处理之路。

汇集全员智慧 优化处理工艺

废弃泥浆环保处理作为新型环保产业，没有现成的经验参考。这个作业区发动全员智慧，优化处理工艺，实现废弃泥浆环保自动化处理水平的飞跃。

板框压滤机处理工艺是目前废弃物集中处理最先进的处理工艺，也是废弃泥浆处理的核心设备，废弃泥浆通过该工艺实现固液分离。但由于废弃泥浆组分复杂、黏度高等原因，上料困难、滤板孔堵塞、滤布下垂、传送带泥饼掉落、泥饼成品含水量高、泥饼无法自动脱落等问题时有发生。如何提高工艺适应性，让废弃泥浆处理提速率、提质量？这个作业区通过开展“五小”创新创效、“金点子”合理化建议征集、成立工艺改造小分队等活动，去年员工提交的建议有18项落地，目前已实现成果转换。

压滤机滤板顶部改造加装挂布销、自行设计加装一道二道三道清扫器、压滤机滤后水暗流改明流、采用新材质滤布、调研筛选引进新型隔膜板框压滤机、设计吨袋拆包机及管链粉剂加药系统再到粉体气动隔膜泵……在持续攻关改造中，作业区实现板框压滤系统全自动化运行，设备日处理量由300立方米提升至最高897立方米，全面实现废弃泥浆“日卸日清”。

细化生产管理 优化处理模式

在日常生产中，作业区发现看着一样的废弃泥浆其实分很多种类，普通泥浆、盐水泥浆、试油泥浆、固井泥浆、钻塞泥浆、完井重浆等所含成分并不相同，处理起来要“对症下药”。

作业区发挥废弃泥浆现场不落地接收监督、协调拉运、集中化处理的一体化运营优势，实行不同油井的泥浆分时拉运、分类处理，并科学研判拉运量、现场装置负荷能力和卸放能力、拉运泥浆井位等，执行“限时限车限量限浆”卸放，实现单井泥浆计

划性分时拉运，现场积存量为零。

作业区改造泥浆卸放池，增加新卸放口，为不同泥浆打造不同的“标准间”，分类处理，分车化验分析泥浆种类，个性化加药处理，精细压滤机分类处理时段，避免不同泥浆相互反应，确保设备连续运转，日处理能力提升40%。针对不同区块钻井产生的沉砂，与废弃泥浆区别对待，实行“分类卸放”；改造作业区2.4万立方米防渗晾晒场地，划分为两区9池，实现晾晒、泥饼转运两个区域同步工作、交替卸放，加大泥浆沉砂周转处理产品率，降低无效药剂使用量，实现沉砂处理单位成本降低2元/立方米。

全员提质增效 降低处理成本

实现废弃泥浆处理低成本运营是作业区的经营目标。这个作业区坚持“一切成本皆可降”理念，精细化攻关药剂选型，对试油、盐水等9种泥浆开展室内试验，选定处理效果好、成本低的新药剂，确保技术指标、重金属指标双达标，实现泥浆处理成本降幅30%以上。同时，在标准药剂配比的基础上，摸索在保障泥浆处理质量的前提下最小药剂使用量，实施计量仓按需给药，实现加药配比由1%降低至0.75%，年节约药剂费30万元。

结合处理设备原装滤布易坏的实际，作业区优选更适合生产所需的面料材质，使用寿命延长50%，年可节省滤布材料费2万元。面对耗电设备多、费用高的情况，探索搅拌器对角间歇搅拌生产方式，在保障正常生产的情况下去年节约电费9.6万元。2021年，作业区实施节支降耗方案21项，实现主要可控成本药剂费降幅35%、电费降幅15.9%、材料费降幅32%、维修费降幅24.9%，被评为大港油田节能节水工作示范队站。

◆ 中国石化——江汉环保取得两项环保专业资质证书

中国石化新闻3月17日网讯，近日，江汉石油工程环保技术服务公司顺利通过湖北省污染治理设施运行服务能力评价，再次取得工业废水处理二级资质、工业固体废物无害化处理处置三级资质。

污染治理设施运行服务能力评价，是按照规定的指标和程序，对相关单位提供污染治理设施运行服务的能力进行评价，并将评价结果向社会公开，供公众监督和有关部门、机构及组织采用。

此次换证是湖北省环境保护产业协会为了规范引导污染治理行业高质量发展，确保相关单位合法合规经营而设立的定期审核制度。湖北省环境保护产业协会的评审团到公司实地考察时，对公司的处理能力、服务水平、科研实力和队伍建设给予了高度评价。

该公司顺利通过此次湖北省污染治理设施运行服务能力评审，标志着在环保治理服务事业许可范围内的技术与管理服务工作得到了湖北省环境保护协会的肯定。这两项资质的取得，有利于承接工业废水处理和工业固体废物无害化处理的运营业务，增强了公司的核心竞争力，在激烈的市场竞争中开拓市场份额提供了有力保障，为今后拓展业务奠定坚实的基础。（代菡颖）

◆ 安庆石化“小手术”解决环保装置大问题

中国石化新闻3月16日网讯，近日，安庆石化热电部通过对5号炉烟气脱硫系统1号真空皮带机斜板进行“小手术”细微调整，彻底消除了一直困扰该部的石膏品质差，含水量大成糊状的顽固隐患。

热电部5号炉烟气脱硫系统1号、2号真空皮带机，承担着主力4号、5号锅炉两套烟气脱硫吸收塔浆液二级脱水生成石膏外运的重任，在日常生产中一运一备。前段时间1号真空皮带机出石膏时总是出现真空度起不来，石膏含水量大成糊状，石膏品质过差无法正常运行，从而使1号真空皮带机失去备用，直接影响系统安全环保运行。

为此，该部炉尘区域设备管理人员经过对1号真空皮带机出石膏过程进行现场检查和皮带密封真空度跟踪研究，发现真空皮带机出石膏过程中由于两侧斜板的抬升作用造成滤布和皮带中间稍有间隙，判断可能是因此造成真空漏气。于是，立即联系检修人员通过对皮带机两侧斜板向外进行适度调整，避免斜板对滤布造成抬升。

调整后1号真空皮带机投入运行，真空度由原来的10千帕升至40千帕，石膏干燥恢复至正常状态。（魏恒国）

◆ 长岭炼化多措并举强化雨季水体保护

中国石化新闻3月14日网讯，近日，面对即将到来的雨季，长岭炼化从严排查环保隐患，扎实做好水污染防控工作，为实现全年水体零污染夯实基础。

水体零污染是长岭炼化安全环保目标。该公司依据《水体污染防控操作指导书》，发动全员开展“全方位、无死角”环保隐患排查，梳理环保工作中存在的短板及问题。对可能造成水体污染的设备设施制定预防和治理措施。截至目前，各片区提交环保隐患排查问题90条。安环、工艺、设备三个专业针对提交的安全环保隐患问题进行专题讨论，并形成了运行部级、片区级隐患排查、治理清单。

水务部按照管理要求加快隐患整改力度。对地下管网进行全面“体检”，按照“发现一处，整改一处”的原则，在不停工的前提下，对含盐水系统结垢严重的沉砂桶、管线和泥沙堆积较多的含油水沉砂池等实施“在线”清理。2月26日至28日，连续三天对沉砂桶采取人工挖取的方式进行疏通，确保清理期间污水有存处、能处理；排水片区抢在雨季前完成了含油沉砂池清理，清理出泥沙40立方米。

化工部开展了新一轮环境风险评估，按环境风险等级制定预防和治理措施，确保风险受控。同时各片区细化管控措施，将责任具体到岗位及个人，确保风险识别到位、措施落实有效。排查安全隐患，制定整改措施，确保隐患有效整治。各片区全面开展设备防雷防静电检测、边沟清理，以及现场各类标识牌、高处保温材料等易被大风吹落的隐患，完善环境风险隐患排查治理制度，将排查出的问题形成清单，纳入治理计划，确保现场隐患得到有效整治。（张勇 万霞 唐金滔）

◆ 沧州石油开辟绿色通道助力防疫攻坚

中国石化新闻3月18日网讯，面对区域内疫情，河北沧州石油高度重视，快速行动，层层落实责任，狠抓疫情防控，组织疫情风险区员工紧急摸排行程，督导全员核酸检测，

增发防疫物资，开辟加油绿色通道，以实际行动坚决配合地方政府打赢防疫攻坚战。

开辟绿色通道，保障市场供应。为快速应对疫情，沧州石油及时召开班子会、防疫工作专项视频会，安排部署市场保供、防疫排查、人员值守、现场服务等重点工作。该公司迅速调度油品库存，积极协调职能部门为承运商车队办理了疫情特别“通行证”，确保加油站油品配送到位，罐区油品充足；该公司在疫情严重的市区设立10座定点加油站，各县区设2座定点站，对医疗救护、警车、消防、防疫物资、抢险救援等车辆优先加注优品，保障这些车辆随到随加，同时，为定点站配发了隔离服、N95口罩、消毒液、测温枪、喷壶等防护物资，督导员工规范佩戴防护用品，严格现场定时消杀，确保值守的员工和顾客安全；面对沧州地区各大商超普遍出现商品断货、涨价的情况，沧州石油践行“以客户为中心”的服务理念，向社会承诺“油品不断供，商品不涨价，服务不打烊”，易捷便利店米面粮油奶等生活必需品均保持年货节促销价格，在低风险地区提供免费送货上门服务。

服务基层一线，助力防疫攻坚。为确保加油站正常运营，沧州石油合理安排库站值守人员，保证每座站2-3名员工在岗值守，并积极协调地方职能部门为上岗员工办理“通行证”，到岗员工向政府、公司双向报备核酸检测、行程等信息；为保障一线值守员工的生活物资充足，减轻员工心理压力及恐慌情绪，该公司党委成立了10支党员“防疫服务队”为在岗人员送去米面油等必需品，疏导员工心理情绪，鼓励全员积极投入工作，主动抗击疫情；各加油站对医疗配送等特殊车辆进行优先服务的同时，还赠送口罩及消毒湿巾，为奋战在防疫一线的工作人员送去一份关爱；同时，各党支部积极抽调员工参与到地方防疫志愿者活动中去，协助社区完成全民核酸检测，帮助医护人员进行人员登记、测量体温及维持现场秩序等工作，以实际行动践行“我为群众办实事”宗旨。

◆ 吉安石油再次获评全市消防工作先进单位

中国石化新闻3月14日网讯，近日，吉安市消防安全委员会公布了2021年度全市消防工作先进单位和个人名单，江西吉安石油再次获评全市消防工作先进单位，这是该公司连续第2年获得该奖项。

吉安石油始终坚持履行社会责任，不断加强和改进消防工作，全面夯实消防基层基础，积极开展消防宣传教育培训。该公司按照“谁主管谁负责”原则，进一步完善应急管理制度建设，规范应急管理，并对应急处置流程进行了优化。2021年全年组织各县公司、油库开展各类应急预案演练共3910次，推进应急管理提升。加油站成功处置4起火灾事故，赢得社会广泛赞誉。吉州公司胡秋华救火事迹被省级媒体广泛转载，并被授予江西省“身边灭火英雄”。在吉州井冈山大道二期站开展政企联合演练，模拟摩托车起火、轿车起火、货车带火进站、卸油作业泄漏起火四个场景，30余人参加了演练，103人现场观摩。通过演练，增强应急响应、处置能力，提升了与政府应急部门协同合作的效率。

吉安石油将全面提升安全文化建设，主动压实消防安全责任，扎实推进消防安全专项整治三年行动，积极为党的二十大胜利召开和吉安市“三区建设”创造优质的消防安全环境。（李文凯）

◆ 来宾石油开展“体检问诊”确保商品质量安全

中国石化新闻3月17日网讯，近期，广西来宾石油通过对所有便利店商品开展“体检问诊”的方式，进一步加强企业商品质量管理，深化质量安全宣传教育，实现产品质量关口前移，确保商品质量安全，推动企业高质量发展。

严把进货关。全面检查加油站便利店所有商品进货渠道，认真检查产品外观是否有破损等异常情况，查看产品保质期，确保客户都能用上“放心”产品。

严把储存关。重点检查非油商品储存仓库外部环境、防潮措施是否安全，是否落实防鼠患、防火等具体工作举措，是否落实“先进先出”原则，随机抽查产品是否发生外包装损坏以及发生霉变等情况。

严把销售关。在销售过程中，全面做好商品保质期监测，充分利用信息技术手段，为加油站每天监测商品质量提供便利。密切跟踪和关注客户消费情况反馈，注意了解收集客户消费体验，发现异常及时处置。

下一步，该公司将进一步加大易捷品牌宣传力度，让放心产品、安心消费、实惠便利成为广大客户的共识。（黎启强）

◆ 三明石油双重预防机制成政府安全样板

中国石化新闻3月16日网讯，近日，2022年安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制推进交流会，在福建三明石油翁墩油库召开。会议由三明市三元区应急管理局主持，来自区内30余个危险化学品生产、储存企业的安全负责人员参会。

翁墩油库是福建石油安全管理先进单位，在历年政府开展的安全检查中均受到好评。此次会议应急局特意安排在油库举行，旨在让各企业安全负责人能够通过现场参观，直观感受中国石化如何开展安全风险分级管控、隐患排查治理以及双重预防机制等安全工作，通过现场会提高自身的安全管理水平。

参会者先后参观了油库发油区、油罐区、发油泵房、中控室等安全重点区域，听取油库经理介绍各区域的安全管理工作，包括付油货位AI识别技术、监控预警报警系统、实训基地安全培训设备、加油站仿真培训基地等安全设施及管理制度。现场参观后，还以视频方式分享了三明石油企业双重预防机制建设经验。

通过三明石油样板经验展示，各危化企业对中石化安全管理有了更加深入的了解和认识，促进了各企业不断健全和完善安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制。

（林晓春 曾涛 程榕辉）

◆ 海外故事 | 海外项目硬核安全官

他是征战海外物探铁军队伍中的一条铮铮汉子，恪尽职守护卫一方平安；他是甘于奉献满腔心血于工地安全平稳的安全卫士，不知疲倦孜孜以求……他就是地球物理公司国际业务发展中心墨西哥项目硬核安全官高生。

“项目环保要求非常苛刻，真是让我长见识了。”2006年8月，第一次出国参与南美

厄瓜多尔物探项目的高生说，相对于人工种植的美，当地原始热带雨林的生物多样性让他大开眼界，数千种盘根错节的高大落叶阔叶树以及藏身其中的鳄鱼、野猪、猴子、鸟类、昆虫、美洲豹等等各种动植物组成了国家森林公园这一整个庞大的生态系统。

每天感觉整个肺部都充斥着这片土地的清澈，可在这里进行石油勘探作业却是难上加难。“测量工程师天天抱怨我，炮点偏了又偏。”高生说，业主要求以环境敏感点为圆心300米内不能设置炮点，甚至常见的蚂蚁窝、鳄鱼巢、野猪窝以及动物栖息地和水源地，炮点必须偏移。每天，他和8名野外生物专家和21名环境监督乘坐直升机和船进入工区，日复一日爬山涉水，忍受着蚊虫的叮咬和紫外线的照射，对动物栖息洞穴、动物进食地、动物水源地、矿物质和盐碱带、蚂蚁窝、鳄鱼巢等敏感区域进行识别、确认、定位并有效保护和规避，整个工区项目最终确认环境敏感区域49处，全部按照规定对敏感区域附近的检波点和炮点进行了偏移。“这可是我们辛勤劳动的勋章，越黑越光荣！”几个月下来，高生黑得似抹上了一脸碳粉。

2007年，高生辗转至非洲埃塞俄比亚物探项目工作。“海外项目公共安全管理牵涉到员工的切身安全，很多时候时间都不够用，虽然有些辛苦，可每天的工作和生活很充实。”面对前期繁重的公共安全和地方关系协调工作，笑容真诚、朴实无华的高生，用自己的双手和责任感搭起了一座坚固的桥梁，一头连着员工，一头连着公共安全。他说，物探作业面场地大，作业现场环境复杂，施工人员众多，安全工作是每分每秒都要做好的事情。每天，他都需要协调各个班组配备军警的人数，哪个班组需要几个军警？早上出工从哪条路线走？晚上收工在哪里接人？

无论是刮风下雨，还是高温酷暑，施工现场都总能看到高生清瘦而刚毅的身影。为了了解周边的治安环境，每天他带着当地军警和能矿部的代表经常走访项目所在地的政府、军警、和周边大小酋长，与当地各界建立了良好的外部关系，他还积极配合业主前往附近村落，深入了解农户情况，协调社区联络，推动社区许可工作，为项目顺利施工提供了有利的条件。

2008年5月，高生的女儿刚出生2个多月，他接到工作任务，再次奔赴厄瓜多尔施工。“等我回国的时候，我的女儿都一岁多了，会走路了，但是不让我抱。”说到这里，高生的眼睛有些潮湿，他说，看到孩子对他是如此的陌生，他的心里很不好受，毕竟孩子走路说话的这一段陪伴时光缺失了。

2021年7月，高生参与墨西哥TUXPAN二维勘探项目，他的一大工作，则是抓好项目疫情防控。“事无巨细，严防死守。”他说，他跨界充当起“白衣天使”，不仅及时补充了口罩、手套、消毒液等防疫物资，还不厌其烦地给外籍员工灌输疫情防控常态化、网格化管理理念，负责监督他们每天2次对全员进行温度检测、对办公区和生活区进行消杀，成为名副其实的“守护者”。

海外项目十七年的光阴转瞬即逝，由于常年在外奔波，高生早已习惯了现场安全作风吹日晒的辛劳。他以行动诠释着HSE，履行着自己的职责，用他的一言一行守护着项目中外员工身体的安全、施工的安全、环境的安全。（许建峰）

■ 物资装备

◆ 中国石油建成首个高性能非金属管材研发平台

满足“油气—材料—管材—应用”一体化产业链发展需要

中国石油网消息（记者杨宏智）3月9日，随着非金属管材挤出成型、增强缠绕和敷缆等主要试验装置的顺利运行，中国石油首个高性能非金属管材研发平台在宝鸡钢管公司正式建成。这将对高性能非金属管材的研发提供强有力的支撑。

在油气开采过程中，钢管泄漏失效问题日益突出，易造成环境污染和经济损失。新型非金属管材具有耐高压、抗腐蚀的特性，同时具备重量轻、敷设便捷、综合成本低等优点，深受油气田青睐，但其仍不能完全满足复杂环境下的应用。

“这是因为国内缺乏高性能非金属管材材料技术、管材制备技术、检测评价研究能力以及应用评价体系。”宝鸡钢管首席技术专家毕宗岳介绍，目前国内非金属管材产品仍处于地面集输、注水注醇等常规领域，产品种类和技术水平与国外相比差距较大，无法满足输油、输气、井下油气开采、海洋等环境下，对抗渗透、耐溶胀、耐高温、耐高压、智能化的要求。因此，国内加强这些方面的技术创新和新产品开发应用迫在眉睫。

2020年4月，集团公司将“高性能非金属管材开发平台项目”列为科技基础条件平台建设项目之一，由宝鸡钢管承担建设任务。

宝鸡钢管公司依托国家油气管材工程技术研究中心，在集团公司科技管理部的大力支持下，设计建成了高性能非金属管材成型、增强缠绕、铠装复合、电缆铺设等试验研究装置，研发出国内首台全尺寸非金属管材最小弯曲半径试验装置，购置了高分子材料检测、管材评价等仪器设备，形成了从高分子材料性能分析筛选、管材挤出缠绕工艺研究、新产品试制、实物性能检测评价等全过程一体化的非金属管材试验研发平台。

“平台的建成，弥补了非金属管材研发的设备短板，提高了非金属管材开发的能力。随着高端非金属管材的持续开发，非金属管材将实现差异化、多样化和高端化，满足集团公司‘油气—材料—管材—应用’一体化产业链发展的需要，助力集团公司高性能非金属管材研发能力达到国际先进水平。”毕宗岳信心满满。

“十三五”以来，宝鸡钢管公司加大非金属管材开发攻关力度，建成中国石油首条内径17毫米至150毫米、年产能为1200公里的非金属复合管生产线，并依托国家石油天然气管材工程技术研究中心，成立了非金属管材研究所和非金属实验室，掌控了非金属管材研发、制造以及工艺研究的主动权。目前，公司采用高密度聚乙烯和工业涤纶丝，开发了11种规格的非金属管产品，累计在长庆油田、青海油田、玉门油田、川庆钻探、

浙江油田等成功应用近340公里。

◆ 宝鸡钢管：质量过硬 严守精品理念

“确保每一根钢管经得起客户和时间的检验”

中国石油网3月15日消息（记者王冠慈）3月9日，在川渝页岩气长宁—威远作业区某平台，正在进行测多臂井径、射孔和通可溶桥塞作业。作业队队长向刚告诉记者，正在作业中的是宝鸡钢管公司生产的连续油管。这已经是宝鸡钢管的连续油管为川渝地区服务的第13个年头。

由于产品质量过硬、性能优异，宝鸡钢管的产品在这个地区的市场占有率达到85%以上。

宝鸡钢管高度重视产品质量控制，以“像呵护婴儿一样对待每一根钢管”的质量理念，通过“六个100%”严控产品生产中每一个环节的质量，确保每一根出厂钢管经得起客户和时间的检验。

“作为装备制造企业，我们严格落实质量主体责任，强化质量顶层设计，制定了公司《“十四五”质量工作规划》，并从产品全生命周期质量优化提升着手，制定了《螺旋钢管质量提升行动实施方案》《加强重点项目和出口项目产品质量管控》等具体工作方案，督促所属企业抓好落实，促进质量管理、产品质量和服务质量持续提升。”宝鸡钢管科技质量处副处长张毅表示。

近年来，宝鸡钢管坚决贯彻落实国资委和集团公司《关于中央企业开展质量提升行动的实施意见》，以公司三大主导产品为提升对象，相继发布了《产品质量提升工作指导意见》和《螺旋钢管质量提升行动》专项方案，从“标准、采购、工艺、生产、性能、外观、物流、售后”8个方面全方位提高质量。仅2021年全年，就制修订标准24项，其中国标4项、行标2项、中俄企业间标准1项。2021年，这个公司通过推进产品质量提升，严控过程质量管理，着力夯基础、提品质、树品牌，产品质量持续稳定向好。输送管焊缝一次通过率为95.41%，超目标值4.19个百分点，连续管年平均成材率超目标值3.37%，RTP管年平均成材率超目标值7.11%。

◆ 渤海装备油气输送产品热销 签约额同比增长229%

中国石油网消息（记者李莹 通讯员刘梅）截至3月14日，渤海装备生产的钢管、管件、阀门等油气输送产品今年外部市场累计获得合同订单27.2万吨，同比增长138.4%；签约额同比增长229%。

依托重大管道建设项目，从技术、质量、保供、服务等方面与业主精准对接。渤海装备获得国家管网中俄东线天然气管道南通—用直段项目7万吨直缝钢管大单，占项目供货量的43%；清管三通获得国家管网西三线中段项目工作量；直缝钢管获得西南长输管道3万余吨大单，热煨弯管拿下国家管网重点储气库全部订单。同时，入围中国石化年度长输框架招标协议，获得中国石化山东管网东干线首批钢管订货合同，中标中国海油

海底管线项目，实现了海底管线市场开门红。

瞄准地方重点管网建设，发挥区域优势，深耕水管、热力管和桩管市场。渤海装备相继获得湖北省、安徽省重点螺旋桩管项目2万余吨订单，开拓了螺旋钢管桩管市场。1月底，再获威远、泸州区块页岩气集输干线工程追加弯管订单，去年10月以来已获订单超千余吨。

积极拓展海外市场，以“产品+服务”赢得信任。1月，渤海装备中标西非原油管道115台阀门及执行机构供货合同。2月，直缝埋弧焊钢管顺利通过伊拉克米桑石油公司（MOC）资质认证，为进一步拓展国外市场奠定了基础。

◆ 华北荣盛公司合作研发行业首套新型智能化钻井探测器

中国石油网3月17日消息（通讯员李立业 张少雷）3月10日，华北荣盛公司与西部钻探准东钻井公司合作开发的RS-BOPTC-3570-FL型钻具探测器在西部钻探准东钻井公司井控中心顺利完成高强度模拟试验，成功剪断钻杆并检测钻杆状态，完成全封保压。

此装置是行业内首套成功应用的实时钻具探测设备，能够以智能化数据识别的方式，直观准确掌控防喷器组内部钻具位置状态，提升了井控工艺的操控安全性。西部钻探公司的专家在现场观看了整个试验过程，对荣盛公司的智能化井控装备给予高度评价。

RS-BOPTC-3570-FL型钻具探测器作为荣盛公司和西部钻探准东钻井公司合作开发的智能化井控装备，对防喷器内腔钻具实时检测，准确判断剪切防喷器是否剪断钻杆，为一键剪切动作执行及下一步井控事件处理提供真实数据依据，有效提升了防喷器智能化水平，保障作业安全。此次在该钻具与荣盛公司自主研发的FZ35-70双闸板液压锁紧防喷器组合试验中，完全模拟在钻井紧急情况下，开展5寸钻杆剪切试验、全封试验、钻具探测试验、一键剪切和顺序动作等项目。整个试验过程中剪切、全封动作执行到位，钻具状态数据识别迅速、准确，满足了“一键剪切”工艺的设计要求。

随着工业数字化与智能化应用水平不断提高，荣盛公司的智能化井控装备形成了数据监控、DRCS实时控制、专家诊断、预防性维护、智能化检修、MRO售后服务管理的多维度、一体化发展规划，以为用户提升效益和安全保障为核心理念，充分提升公司井控装备的数字化与智能化水平。近几年，公司先后开发了防喷器控制系统专家诊断系统、防喷器闸板位置监测系统、防喷器内腔温压一体化传感器、FKD型全电控防喷器控制装置、防喷器远程锁紧装置、防喷器内腔钻具探测装置、RFID电子标签系统、防喷器数据记录系统等一系列先进产品，为公司数字化与智能化发展奠定了坚实基础。

◆ 中国石化—石化机械四机公司热加工厂开展设备安全专项检查

3月13日，四机公司热加工厂落实石化机械HSE体系设备专项大检查工作部署，结合电工、钳工、设备管理员“三位一体”进行问题巡视，共完成6项设备隐患排查整改。

关于欧式多用炉碳氮共渗生产线突发停电导致的火灾隐患，四机公司热加工厂在淬火升降台的传动链条处做上、下限位标识，便于操作工快速判断产品状态，第一时间松

掉多用炉升降台电机手刹，让前室、后室充入氮气，迅速冷却工件，避免着火。

针对吊装调质架只能在正面踏板上操作的问题，多次现场测绘，调配米角铁、花纹板等物料，制作安装调质生产线上料台两侧踏板，有效预防吊链或工装架出现断裂、人员无法及时躲避的安全风险，同时免去拿取吊链作业流程，提高工作效率。

◆ 石化机械加快建设氢能装备制造基地

中国石化新闻3月15日网讯，3月11日，中石化石油机械股份有限公司举行氢能装备分公司成立揭牌仪式，这标志着该公司氢能装备产业发展迈入快车道。

作为中国石化唯一的油气装备工具研发、制造与专业技术服务中心，石化机械坚持打造大国重器、支撑油气发展，担当国家战略科技力量，深度融入中国石化“一基两翼三新”产业格局，服务中国石化“打造第一氢能公司”部署，全力建设中国石化氢能装备研发、制造和服务基地，为保障国家能源安全做贡献。

面向制氢、加氢市场，石化机械充分发挥核心技术攻关、成套装备集成、运维保障服务等优势，注重整合内外部优势技术资源，大力开展氢能压缩机、加氢系统装备、制氢系统装备、氢能智能管控与安全系统等产品研发，着力把氢能装备的“饭碗”端在手上。

在核心技术攻关上，着眼科技自立自强，系统构建氢能装备研发体系，现已形成氢气压缩机、加氢机、顺序控制盘、站控系统等一批氢能装备产品。

在生产基地建设上，依托石化机械现有中国石化压缩机国产化基地，高标准布置装配生产线和测试线，实现氢能装备生产过程的流程化、标准化、规模化。

在集成方案确立上，实施“一站一策”，严格执行最新国家和中国石化相关标准，根据客户需求合理配置氢能装备系列产品，制定加氢站成套解决方案。

2021年11月，在中国石化首座自主建设的以氢能为主、集合多种能源为一体的综合加能站——湖北石油武汉群力综合加能站，石化机械提供了安全、规范、高效的加氢成套解决方案，实现了当年投入研制、当年产出成果的良好开局，得到武汉市和中国石化等有关方面的高度好评。

未来，石化机械面向氢能装备产业发展，将坚持“倾我所有、尽我所能”，持续突破核心技术、升级关键装备、优化成套方案、打造专业团队，为建设氢能强国贡献石化机械力量。（孙海涛 许剑）